

PETROLOGI

BATU BARA

SUMATRA DAN KALIMANTAN:

Jenis, Peringkat, dan Aplikasi

PETROLOGI

**BATU
BARA**

SUMATRA DAN KALIMANTAN:

Jenis, Peringkat, dan Aplikasi

Dilarang mereproduksi atau memperbanyak seluruh atau sebagian dari buku ini dalam bentuk atau cara apa pun tanpa izin tertulis dari penerbit.

© Hak cipta dilindungi oleh Undang-Undang No. 28 Tahun 2014

All Rights Reserved

PETROLOGI

**BATU
BARA**

SUMATRA DAN KALIMANTAN:

Jenis, Peringkat, dan Aplikasi

Binarko Santoso

LIPI Press

© 2015 Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara

Katalog dalam Terbitan (KDT)

Petrologi Batu Bara Sumatra dan Kalimantan: Jenis, Peringkat, dan Aplikasi/Binarko Santoso
– Jakarta: LIPI Press, 2015.

xxiv hlm. + 132 hlm.; 14,8 x 21 cm

ISBN 978-979-799-807-3

1. Petrologi Batu Bara

2. Sumatra

3. Kalimantan

553.24

Copy editor : M. Kadapi

Proofreader : Martinus Helmiawan

Penata isi : Choirunisa Leli dan Rahma Hilma Taslima

Desainer Sampul : Rusli Fazi

Cetakan Pertama : Januari 2015



Diterbitkan oleh:

LIPI Press, anggota Ikapi

Jln. Gondangdia Lama 39, Menteng, Jakarta 10350

Telp. (021) 314 0228, 314 6942. Faks. (021) 314 4591

E-mail: press@mail.lipi.go.id

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	xi
PENGANTAR PENERBIT.....	xiii
KATA PENGANTAR.....	xv
PRAKATA	xvii
RANGKUMAN	xxi
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
BAB 2 TERMINOLOGI	7
BAB 3 METODE ANALISIS	17
A. Pemercontohan.....	17
B. Preparasi Percontoh.....	17
C. Teknik Analitis.....	19
BAB 4 PEMBENTUKAN GAMBUT DAN BATU BARA	23
A. Pembentukan Gambut	23
B. Pembentukan Batu Bara	25
C. Peringkat Batu Bara	31
BAB 5 TATANAN GEOLOGIS BATU BARA INDONESIA.....	33
A. Sumatra	36
B. Kalimantan	42

BAB 6	PETROLOGI BATU BARA	47
	A. Sumatra	47
	B. Kalimantan.....	60
BAB 7	APLIKASI PETROLOGI BATU BARA	69
	A. Proses-Proses Teknis	70
	B. Identifikasi Lapisan Batu Bara	72
	C. Permasalahan Geologis	76
	D. Indikator Lingkungan Pengendapan	78
	E. Pertambangan.....	80
	F. Batuan Sumber Minyak Bumi dan Batuan Reservoir.....	83
	G. Pemanfaatan Batu Bara	85
	H. Pembakaran	86
	I. Pencairan	92
	J. Gasifikasi	95
	K. Gasifikasi Batu Bara Bawah Permukaan	97
	L. Karbonisasi.....	100
	M. Dampak Lingkungan dan Kesehatan	106
	N. Briket	109
BAB 8	KESIMPULAN.....	111
	A. Jenis Batu Bara.....	111
	B. Peringkat Batu Bara	112
	C. Aplikasi Pemanfaatan.....	112
	DAFTAR PUSTAKA.....	113
	DAFTAR RIWAYAT HIDUP	131

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Batu Bara Formasi Bayah, Lingkungan Pengendapan Sungai Teranyam, di Lokasi Penambangan yang Dilakukan oleh Masyarakat Setempat di Bayah, Banten Selatan.	4
Gambar 1.2	Batu Bara Formasi Muara Enim, Lingkungan Pengendapan Sungai Kekelokan, di Lokasi Penambangan Batu Bara PT Tambang Batu Bara Bukit Asam Tbk. di Tanjung Enim, Sumatra Selatan.	4
Gambar 1.3	Batu Bara Formasi Bojongmanik, Lingkungan Pengendapan Pantai, di Bojongmanik, Banten.	5
Gambar 1.4	Batu Bara Formasi Tanjung, Lingkungan Pengendapan Delta, di lokasi penambangan yang Dilakukan oleh Perusahaan Swasta Nasional di Barito Timur, Kalimantan Tengah.	6
Gambar 1.5	Batu Bara Formasi Warukin, Lingkungan Pengendapan Delta Di Lokasi Penambangan yang Dilakukan oleh PT Adaro Indonesia di Paringin, Kalimantan Selatan.....	6
Gambar 2.1	Peringkat Batu Bara (Falcon dan Snyman, 1986)	7
Gambar 2.2	Vitrinit, Liptinit, dan Inertinit dalam Batu Bara.....	13
Gambar 2.3	Litotipe Batu Bara (Diessel, 1965).....	15
Gambar 3.1	Percontoh Batu Bara yang Diambil dari Cekungan Ombilin dan Cekungan Sumatra Selatan (dimodifikasi dari Badan Geologi, 2009).....	18
Gambar 3.2	Percontoh Batu Bara yang Diambil dari Cekungan Kutai dan Cekungan Barito (dimodifikasi dari Badan Geologi, 2009).	18

Gambar 3.3	Fotomikro Liptinit dan Mineral Lempung	20
Gambar 5.1	Peta Tektonik Indonesia (Simanjuntak dan Barber, 1996).	34
Gambar 5.2	Sumber Daya dan Cadangan Batu Bara di Sumatra (Pusat Sumber Daya Geologi, 2012)	35
Gambar 5.3	Sumber Daya dan Cadangan Batu Bara di Kalimantan (Pusat Sumber Daya Geologi, 2012)	36
Gambar 5.4	Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan (Shell Mijnbouw, 1978; Susilawati dan Ward, 2006; Gafoer dkk., 2007).....	38
Gambar 5.5	Stratigrafi Formasi Muara Enim dan Tata Nama Lapisan Batu Bara	39
Gambar 5.6	Stratigrafi Cekungan Ombilin (Roeslan, 1984; Silitonga dan Kastowo, 2007)Kalimantan.....	40
Gambar 5.7	Stratigrafi Daerah Ombilin (Marubeni-Kaiser, 1971)	41
Gambar 5.8	Kolom Stratigrafi Cekungan Barito di Daerah Tanjung, Kalimantan Selatan (Siregar dan Sunaryo, 1980)	43
Gambar 5.9	Stratigrafi Tersier di Daerah Balikpapan-Samarinda, Cekungan Kutai (Addison dkk., 1982; Supriatna dkk., 1995; Hidayat dan Umar, 2006)	45
Gambar 6.1	Fotomikro Maseral dalam Batu Bara Bukit Asam	49
Gambar 6.2	Fotomikro Kelompok Maseral Vitritinit Batu Bara Bukit Asam.....	50
Gambar 6.3	Fotomikro Kelompok Maseral Liptinit Batu Bara Bukit Asam.....	51
Gambar 6.4	Fotomikro Kelompok Maseral Liptinit Batu Bara Bukit Asam.....	53
Gambar 6.5	Fotomikro Perselingan Semifusinit dan Detrovitritinit	54
Gambar 6.6	Fotomikro yang menunjukkan matriks detrovitritinit, lapisan tipis telovitritinit, dan kutinit. Lapisan batu bara B1, Rv maks=0,70%, lebar=0,22 mm, sinar pantul.	57
Gambar 6.7	Fotomikro Maseral Liptinit dalam Batu Bara Ombilin	58
Gambar 6.8	Fotomikro batu bara kaya akan pirit yang berasosiasi dengan detrovitritinit dan liptinit. Lapisan batu bara B1, Rv maks=0,55%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.	59

Gambar 6.9	Fotomikro Maseral Liptinit dalam Batu Bara Paleogen Kalimantan Timur dan Selatan.....	63
Gambar 6.10	Fotomikro Maseral Liptinit dalam Batu Bara Neogen Kalimantan Timur.....	66
Gambar 6.11	Fotomikro Maseral Batu Bara Neogen Kalimantan Timur.....	68
Gambar 7.1	Lapisan Tipis Tonstein (Kaolinit) dalam Lapisan Batu Bara di Daerah Tanjung, Cekungan Barito, Kalimantan Selatan.....	74
Gambar 7.2	Lapisan Batu Bara Subbituminus di Daerah Tambang Batu Bara Bukit Asam, Cekungan Sumatra Selatan.....	75
Gambar 7.3	Lapisan Batu Bara Bituminus di Daerah Tambang Batu Bara Ombilin, Cekungan Ombilin, Sumatra Barat..	75
Gambar 7.4	Fotomikro Mineral dan Vitrinit dalam Batu Bara Cekungan Kutai dan Cekungan Barito, Kalimantan.	81
Gambar 7.5	Sketsa Pengembangan UCG (Jie, 2003).	99

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Klasifikasi Peringkat Batu Bara (Dimodifikasi dari Cook, 1982).....	8
Tabel 2.2	Maseral-Maseral Batu Bara Keras (<i>Hard Coals</i> , International Committee for Coal Petrology, 1963).....	10
Tabel 2.3	Maseral-Maseral Batu Bara Cokelat (<i>Brown Coals</i> , International Committee for Coal Petrology, 1971)	11
Tabel 2.4	Klasifikasi Maseral Batu Bara (Smith, 1981).....	12
Tabel 2.5	Litotipe Batu Bara.....	14
Tabel 2.6	Litotipe Batu Bara (Diessel, 1965).....	15
Tabel 3.1	Warna Fluoresen dan Intensitas Kelompok Maseral (International Committee for Coal Petrology, 1975)	21
Tabel 4.1	Transformasi Bahan Organik yang Berhubungan dengan Pasokan Oksigen.....	30
Tabel 6.1	Nilai Kalori dan Kelembapan Total Lapisan Batu Bara Air Laya (Soekarsono, 1982).....	55
Tabel 6.2	Kelembapan Total, Nilai Kalori, dan Reflektansi Vitritinit Batu Bara Air Laya dan Suban (Soekarsono, 1982).....	56
Tabel 6.3	Hubungan Antara Reflektansi Vitritinit, Energi Spesifik, dan Kelembapan Air Batu Bara Kalimantan.....	61

PENGANTAR PENERBIT

Sebagai penerbit ilmiah, LIPI Press memiliki tanggung jawab untuk mencerdaskan kehidupan bangsa melalui penyediaan terbitan ilmiah yang berkualitas. Terbitan dalam bentuk buku ilmiah yang berjudul *Petrologi Batu Bara Sumatra dan Kalimantan: Jenis, Peringkat, dan Aplikasi* ini telah melewati mekanisme penjaminan mutu sebagaimana layaknya terbitan ilmiah, termasuk proses penelaahan dan penyuntingan oleh Dewan Editor LIPI Press.

Buku ilmiah ini mengulas petrologi batubara di Indonesia, terutama di Sumatra dan Kalimantan. Peringkat, jenis, dan aplikasi dari batubara akan menjadi isu utama yang akan dibahas oleh buku ini.

Harapan kami, terbitan ini dapat memberikan sumbangan ilmu dan wawasan bagi para pembaca serta dapat memberikan informasi yang jelas mengenai petrologi batubara beserta jenis, peringkat, dan aplikasinya. Akhir kata, kami mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu proses penerbitan buku ini.

LIPI Press

KATA PENGANTAR

Publikasi buku ilmiah tentang petrologi batu bara Indonesia hingga kini belum pernah ada. Pada umumnya, karya tulis ilmiah yang terkait dengan disiplin ilmu tersebut hanya terdapat pada jurnal-jurnal ilmiah. Namun, pembahasan secara khusus petrologi batu bara ini hanya dibahas secara umum dan substansi penulisannya hanya ditekankan pada permasalahan geologis yang terkait dengan pembentukan batu bara. Dengan memahami petrologi batu bara secara mendalam, hal ini akan sangat membantu dalam memecahkan permasalahan geologis secara lebih terperinci berdasarkan pada aspek petrologi batu bara. Saya sangat menyadari bahwa dengan pengalaman penulis yang telah banyak menghasilkan karya tulis ilmiah, sudah saatnya penerbitan buku petrologi batu bara ini diwujudkan. Saya juga berharap bahwa buku ini kelak dapat dijadikan referensi berharga yang layak diacu oleh para ahli geologi dan petrologi batu bara.

Saya memberikan penghargaan setinggi-tingginya kepada penulis atas jerih payahnya dalam mewujudkan penulisan buku *Petrologi Batu Bara Sumatra dan Kalimantan: Jenis, Peringkat, dan Aplikasi* ini. Penulis buku ini adalah seorang peneliti utama di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara (Puslitbang tekMIRA). Penerbitan buku ini terlaksana atas kerja sama Puslitbang tekMIRA dengan LIPI Press. Dalam kesempatan yang baik ini, saya mengucapkan terima kasih dengan harapan mudah-mudahan kerja sama yang baik ini dapat terus berkesinambungan dan berkembang pada kegiatan penerbitan buku-buku lainnya.

Semoga buku ini dapat memberikan inspirasi bagi para ahli petrologi batu bara atau keilmuan lain yang terkait untuk dapat melakukan kelitbang lebih mendetail pada daerah-daerah prospek pembawa batu bara, terutama di daerah Sumatra dan Kalimantan. Selanjutnya, saya berharap pula semoga kelak di kemudian hari akan lebih banyak terbitan buku-buku ilmiah yang terkait dengan petrologi batu bara.

Bandung, Februari 2014

Dra. Retno Damayanti, Dipl. EST
Kepala Puslitbang *tek*MIRA

PRAKATA

Petrologi batu bara merupakan bagian dari ilmu geologi yang mempelajari komponen organik dan anorganik pembentuk batu bara, asal mula, sejarah geologi, dan sifat-sifatnya yang berkaitan dengan komposisinya. Petrologi batu bara ini menitikberatkan pada penentuan jenis (*type*) dan peringkatnya (*rank*). Jenis dan peringkat batu bara terkait erat dengan aspek-aspek geologis yang memengaruhinya, seperti lingkungan pengendapan, stratigrafi, geologi struktur, dan intrusi batuan beku. Jenis batu bara berhubungan erat dengan komposisi maseral (bahan organik penyusun batu bara) dan mineral pembentuk batu bara. Peringkat batu bara berasosiasi dengan komposisi unsur karbon penyusunnya, yakni semakin tinggi kandungan unsur karbon, semakin tinggi pula peringkat batu baranya, dan sebaliknya. Antrasit merupakan peringkat tertinggi batu bara sedangkan lignit merupakan batu bara berperingkat paling rendah. Peringkat ini akan sangat membantu dalam penerapan pemanfaatannya. Petrologi batu bara ini dapat diterapkan untuk memecahkan permasalahan geologis dan industri, misalnya mengidentifikasi lapisan batu bara, eksplorasi minyak dan gas bumi, proses-proses teknis di laboratorium, karbonisasi, pembuatan kokas, pembriketan dan swabakar batu bara, pencairan, dan gasifikasi batu bara.

Buku ini merupakan kompilasi kegiatan penelitian karakteristik batu bara untuk aspek pemanfaatannya yang dilakukan oleh penulis dan para penulis lain yang berkompetensi dalam masalah petrologi batu bara, terutama di lapangan geologi batu bara di Indonesia. Percontoh batu bara diambil dari tambang batu bara dan singkapan batu bara di luar tambang batu bara dan dibatasi pada formasi

batuan pembawa batu bara berumur Neogen dan Paleogen. Buku ini diharapkan dapat dijadikan referensi dalam mencari informasi tentang petrologi batu bara dan ilmu-ilmu yang terkait untuk batu bara yang tersebar di seluruh Indonesia, terutama untuk cekungan sedimentasi pembawa batu bara di Sumatra dan Kalimantan. Selain itu, dapat bermanfaat bagi para ahli geologi, ahli teknik pertambangan, ahli kimia, ahli fisika, dan ahli teknologi bahan bakar yang berkepentingan dalam mendalami pengetahuan tentang petrologi batu bara yang terkait dengan keilmuan dan masalah perindustrian.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

- 1) Kepala Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- 2) Sekretaris Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- 3) Kepala Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara, Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, yang telah memberikan dukungan moril dan materiil kepada penulis dalam melakukan pembuatan buku ini.
- 4) Prof. Dr. Bukin Daulay, M.Sc. yang telah banyak memberikan koreksi dan masukan untuk memperkaya khazanah dan substansi isi buku ini.
- 5) Para penyunting buku ini, baik dalam mengoreksi hal-hal substantif maupun tata bahasa dan aspek estetikanya.
- 6) Saudara Andy Wicaksono, Arie Aryansyah, dan Bachtiar Effendi yang telah banyak membantu dalam penggambaran, tata letak dan sentuhan seni keindahan, hingga buku ini dapat diterbitkan.
- 7) Semua pihak yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu yang telah memberikan koreksi dan masukan untuk kelancaran penyusunan buku ini.

“Tak ada gading yang tak retak”. Peribahasa ini rupanya sangat tepat diterapkan pada buku ini karena jauh dari kesempurnaan. Untuk itu, penulis mengharapkan kritik dan masukan yang membangun demi kesempurnaan buku ini dalam menyajikan informasi-informasi yang terkait dengan isu-isu geologi batu bara dan isu-isu terkait lainnya. Akhir kata, penulis mendoakan semoga kebaikan para pihak yang telah membantu kelancaran penyusunan buku ini mendapat ganjaran pahala berlipat ganda dari Allah Swt. Semoga buku ini bermanfaat bagi para pemangku kepentingan yang memerlukannya.

Bandung, Januari 2014

Penulis

RANGKUMAN

Buku ini dibuat dengan harapan dapat dijadikan referensi dalam memahami petrologi batu bara dan aplikasinya. Buku ini memberikan gambaran karakterisasi batu bara yang terkait dengan komposisi dan peringkat, pengkajian kualitas batu bara, dan prediksi sifat-sifat batu bara dalam pemanfaatannya. Buku ini direkomendasikan bagi para peneliti, produsen, pemasar, dan beragam kalangan industri terkait, sebagai dasar pemahaman petrologi batu bara yang berasosiasi dengan aspek pemanfaatannya.

Bab 1 merupakan pendahuluan untuk mengenalkan petrologi batu bara, konsep-konsep dasar, dan membiasakan para pembaca dengan berbagai disiplin ilmu yang berhubungan erat dengan batu bara. Peran aplikasi petrologi batu bara yang menggambarkan pemahaman batu bara dan sejarah petrologi batu bara dari awal hingga kondisi terkini diuraikan dengan pemerian yang sangat jelas.

Bab 2 mencakup terminologi yang berhubungan erat dengan peristilahan yang digunakan dalam petrologi batu bara. Pemahaman petrologi batu bara diawali dengan cara mengamati batu bara secara megaskopis dalam membuat profil litotipenya. Selanjutnya, batu bara diamati secara mikroskopis dalam menentukan tipe dan peringkat batu bara, yang menghasilkan korelasi antara litotipe dan kandungan maseral. Peringkat batu bara yang mengalami kontak dengan tubuh intrusi batuan beku akan mempunyai peringkat lebih tinggi dibandingkan dengan yang mengalami dan tidak mengalami kontak

tersebut. Dengan demikian, karakteristik batu baranya segera dapat ditentukan, baik jenis maupun peringkat batu baranya.

Bab 3 membahas tentang metode analisis yang dilakukan untuk pengujian karakteristik batu bara. Dalam menentukan litotipe batu bara, intinya adalah membedakan kilap warna dan selanjutnya menggambarkan profil litotipenya. Litotipe ini kemudian dimanfaatkan untuk melakukan pemercontohan dalam mempersiapkan pembuatan sayatan poles, sebagai objek pengamatan mikroskopis untuk meneliti kandungan maseral dan mineral serta peringkat batu baranya.

Bab 4 menjelaskan tentang proses penggabutan (*peatification*) dan pematubaraan (*coalification*). Penggabutan mencakup perubahan-perubahan secara mikrobiologis dan kimiawi, secara umum disebut dengan pematubaraan secara biokimiawi. Proses yang terjadi berikutnya adalah pematubaraan geokimiawi, dicirikan dengan ketidakhadiran mikroorganisme. Lingkungan pengendapan merupakan faktor utama terhadap tipe batu bara. Batu bara yang terbentuk pada lingkungan sungai teranyam (*braided stream*) diperlihatkan oleh kehadiran inertinit yang relatif tinggi, mineral lempung dan litotipe durain dan klarain. Sungai kekelokan (*meandering stream*) didominasi oleh vitrinit dan liptinit, mineral lempung dan kuarsa, serta litotipe vitrain. Lingkungan pantai didominasi oleh vitrinit dan liptinit, pirit dan kalsit, serta litotipe vitrain. Delta didominasi oleh vitrinit dan liptinit, pirit dan kalsit, serta litotipe vitrain. Peringkat batu bara dipengaruhi oleh faktor tekanan, suhu, dan waktu. Namun, efek termal dari intrusi batuan beku sangat berperan penting dalam meningkatkan peringkat batu bara secara drastis.

Bab 5 membahas tentang tatanan geologis yang terkait dengan pembentukan batu bara. Batu bara yang terbentuk di Sumatra memperlihatkan peringkat batu bara yang tinggi (antrasit) karena adanya faktor intrusi batuan beku yang mengubah peringkat batu bara dari rendah ke tinggi. Intrusi batuan beku ini terdapat di Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Ombilin. Tipe batu bara di cekungan-cekungan tersebut didominasi oleh vitrinit dan

liptinit, sedikit mineral lempung dan kuarsa, dengan litotipe vitrain. Di Kalimantan, peringkat batu bara dipengaruhi oleh faktor tekanan dan waktu. Batu bara Paleogen mempunyai peringkat lebih tinggi dibandingkan dengan batu bara Neogen. Fenomena peringkat ini tidak berlaku untuk daerah di bagian utara Cekungan Kutai, dengan peringkat batu bara Neogen mencapai bituminus. Hal ini disebabkan oleh adanya efek intrusi batuan beku yang menerobos lapisan batu bara di daerah tersebut. Tipe batu bara Kalimantan hampir sama dengan tipe batu bara di Sumatra, yakni didominasi oleh vitrinit dan liptinit dengan litotipe vitrain. Batu bara Kalimantan mengandung pirit dan kalsit karena sebagian pembentukan batu bara dipengaruhi oleh air laut yang masuk ke daratan.

Bab 6 menyajikan tentang substansi utama buku ini, yakni petrologi batu bara yang terkait dengan karakteristik batu bara di daerah Sumatra dan Kalimantan. Tipe batu bara yang terdapat di Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Ombilin memperlihatkan fenomena yang sama karena terbentuk pada lingkungan pengendapan yang sama. Dengan demikian, tipe batu baranya secara litotipe dan kandungan maseral dan mineralnya memperlihatkan fenomena yang sama. Selain itu, intrusi andesit yang menerobos lapisan batu bara di kedua cekungan tersebut mengakibatkan peringkat batu baranya menjadi bertambah tinggi secara ekstrem. Di Kalimantan, lingkungan pengendapan delta sangat berpengaruh kuat terhadap tipe batu bara yang terbentuk. Tipe batu bara khas yang terbentuk di sini adalah kehadiran pirit dan kalsit yang terdapat di bagian timur Cekungan Kutai dan Cekungan Barito. Kandungan maseral batu bara Kalimantan ini relatif sama dengan batu bara Sumatra.

Bab 7 yang merupakan bab terakhir dalam buku ini yang menjelaskan tentang aplikasi petrologi batu bara. Pemahaman secara komprehensif petrologi batu bara, terutama yang terkait dengan peringkat dan tipe batu bara, akan mengarahkan pada karakteristik batu bara. Karakteristik batu bara ini merupakan pedoman utama dalam melakukan aplikasi petrologi batu bara untuk beragam kepentingan

teknologi, industri, dan sebagainya. Aplikasi petrologi batu bara ini meliputi proses-proses teknis seperti perolehan dan preparasi batu bara, identifikasi lapisan batu bara, permasalahan geologis, indikator lingkungan pengendapan, pertambangan, batuan sumber minyak bumi dan batuan reservoir, pemanfaatan batu bara, pembakaran, pencairan, gasifikasi, *underground coal gasification*, karbonisasi, dampak lingkungan dan kesehatan, dan briket.

BAB 1

PENDAHULUAN

Petrologi batu bara adalah cabang dari ilmu geologi yang mempelajari komponen organik dan anorganik pembentuk batu bara, yang meliputi asal-usul, sejarah, geologi, dan sifat-sifatnya yang berkaitan dengan komposisi (Stach dkk., 1982; Bustin dkk., 1983; Diessel, 1992; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Pusat penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batu bara, 2009; dan *Geological Agency*, 2010). Pendekatan utama pada ilmu ini adalah cara melihat komponen organik dan anorganik secara mikroskopis—keilmuan ini disebut dengan petrografi batu bara—yang menekankan pada cara pemerian dan klasifikasi secara sistematis batu bara (Merritt, 1987; Stach dkk., 1982; dan Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Apabila dibandingkan dengan pemakaian mikroskop-mikroskop untuk kepentingan ilmu geologi secara konvensional, petrografi batu bara ini merupakan sesuatu yang relatif baru, terutama di Indonesia, yang penggunaannya masih terbatas pada institusi yang terkait dengan penelitian dan pengembangan batu bara, seperti Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batu bara (Puslitbang *tekMIRA*). Meskipun demikian, petrografi batu bara ini sudah membuktikan kelebihan dalam penerapannya bagi masalah teknis, geologis, dan aplikasinya yang meliputi preparasi dan pemercontohan, identifikasi lapisan batu bara, penafsiran cekungan batu bara yang berkaitan dengan lingkungan pengendapan, sejarah geotermal, prediksi potensi pemanfaatan batu bara serta eksplorasi minyak dan gas bumi.

Prinsip-prinsip dasar petrologi batu bara terkait erat dengan evolusi perkembangan flora, iklim, dan lingkungan pengendapan. Evolusi tumbuh-tumbuhan menentukan bentuk-bentuknya yang berhubungan dengan pembentukan endapan gambut. Meskipun perkembangan tumbuh-tumbuhan tersebut sudah mengubah komposisi komunitas tumbuh-tumbuhan pembentuk gambut sepanjang waktu tertentu, efek-efek evolusi tumbuh-tumbuhannya dalam pembentukan batu bara lebih terlihat. Pada periode pembentukan batu bara yang utama, yakni zaman Karbon (Whitten dan Brooks, 1978; Stach dkk., 1982; Bustin dkk., 1983; Bates dan Jackson, 1987; Thomas, 2002; dan Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008), tumbuh-tumbuhannya digolongkan dan disesuaikan dengan lekukan-lekukan ekologis dalam rawa yang ditumbuhi oleh spesies-spesies yang berlainan dengan zaman Tersier atau rawa pembentuk gambut masa kini. Tumbuh-tumbuhan zaman Karbon ini sedikit beragam dibandingkan dengan tumbuh-tumbuhan yang lebih muda dan komposisi kimianya juga berbeda. Dengan demikian, batu bara yang terbentuk juga berbeda.

Iklim dapat mengontrol kecepatan pertumbuhan tanaman, jenis tanaman, dan kecepatan pembusukan tanaman, yang semuanya akan menentukan pembentukan gambut (Stach dkk., 1982; Diessel, 1992; dan Charman, 2002). Iklim tropis serta subtropis basah dan hangat merupakan faktor yang menguntungkan bagi perkembangan rawa hutan. Iklim ini ditengarai oleh kecepatan tinggi bagi akumulasi tanaman dan degradasinya. Pada iklim dingin dan sedang, kecepatan pertumbuhan dan pembusukan tanamannya lebih lama. Kecepatan akumulasi lapisan-lapisan batu bara dan gambut lebih besar daripada tingkat pembusukannya. Meskipun gambut dapat berakumulasi pada semua iklim, kebanyakan batu bara tua kemungkinan berasal dari iklim subtropis dan tropis. Lapisan batu bara yang terbentuk pada iklim tropis dan subtropis biasanya dicirikan oleh kehadiran lapisan hitam mengilap yang berasal dari bahan-bahan kayu. Lapisan batu bara yang berasal dari iklim dingin secara umum berlapis tipis dan berbutir halus karena kekurangan pohon-pohon besar pada ling-

kungan rawa-rawa gambut (Cameron, 1978; Stach dkk., 1982; dan Diessel, 1992).

Lingkungan pengendapan sangat berpengaruh terhadap penyebaran lateral, ketebalan, komposisi, dan kualitas batu bara (Diessel, 1992). Dalam pembentukan dan pengawetan endapan gambut, suatu tatanan pengendapan memerlukan kondisi produktivitas organik yang tinggi dan penurunan dasar rawa yang menerus secara perlahan. Hal ini mengakibatkan muka air tanah berada dekat dengan permukaan gambut. Dengan demikian, rawa gambut ini terlindung pada waktu yang panjang dari pengaruh air laut atau tercampur sedimen klastik. Kondisi seperti ini terjadi pada lingkungan paralik atau limnik dengan kondisi relatif stabil secara tektonis. Secara umum, pengendapan batu bara terdapat pada lingkungan sungai teranyam (*braided stream*), sungai kekelokan (*meandering stream*), pantai, dan delta. Dalam kondisi normal, pada lingkungan sungai teranyam, endapan batu bara terbentuk pada kondisi aerobik (berhubungan langsung dengan udara), berwarna hitam kusam, tipis, lapisannya berbentuk lensa, berasosiasi dengan batuan sedimen klastik kasar, dan bercampur mineral lempung dan kuarsa, serta jarang terdapat pirit. Contoh batu bara ini terdapat di Formasi Bayah berumur Eosen, Banten bagian selatan (Santoso dan Daulay, 2007; Santoso, 2010), seperti terlihat pada Gambar 1.1. Pada sungai kekelokan, endapan batu bara terbentuk dalam kondisi anaerobik (di bawah permukaan air), berwarna hitam mengilap, relatif tebal, tersebar luas secara lateral, berasosiasi dengan batuan sedimen klastik halus-sedang, dan bercampur dengan mineral lempung dan kuarsa, serta mengandung sedikit pirit. Contoh batu bara ini terdapat di Formasi Muara Enim berumur Mio-Pliosen, Cekungan Sumatra Selatan, di daerah sekitar Muara Enim (Susilawati dan Ward, 2006; Daulay dan Santoso, 2008; dan Sosrowidjojo dan Saghafi, 2009), seperti terlihat pada Gambar 1.2.

Endapan batu bara yang terbentuk pada lingkungan pantai umumnya berwarna hitam kusam-mengilap, relatif tipis, tersebar luas secara mendatar, berasosiasi dengan batuan sedimen klastik



Gambar 1.1 Batu Bara Formasi Bayah, Lingkungan Pengendapan Sungai Teranyam, di Lokasi Penambangan yang Dilakukan oleh Masyarakat Setempat di Bayah, Banten Selatan.



Gambar 1.2 Batu Bara Formasi Muara Enim, Lingkungan Pengendapan Sungai Kekelokan, di Lokasi Penambangan Batu Bara PT Tambang Batu Bara Bukit Asam Tbk. di Tanjung Enim, Sumatra Selatan.

halus-kasar, mengandung mineral pirit, kalsit, dan kuarsa. Contoh batu bara ini terdapat di Formasi Bojongmanik berumur Miosen, di daerah Lebak, Banten (Santoso dan Ningrum, 2008; Gambar 1.3).

Endapan batu bara yang terendapkan pada lingkungan delta umumnya berwarna hitam mengilap, berlapis tebal dan tersebar luas, berasosiasi dengan batuan sedimen klastik halus, mengandung mineral pirit, kalsit, dan kuarsa. Contoh batu bara ini sangat umum terdapat di Kalimantan Timur, Kalimantan Selatan, dan Kalimantan Tengah. Batu bara ini tersusun dalam Formasi Tanjung dan Kuaro berumur Eosen (Gambar 1.4); Pulaubalang, Balikpapan, dan Warukin berumur Miosen (Gambar 1.5) serta Purukcahu dan Wahau berumur Oligosen-Miosen, berdasarkan pada penelitian yang telah dilakukan oleh Santoso dan Daulay (2005a; 2005b), Belkin dkk. (2009), Santoso dan Ningrum (2010), Singh dkk. (2010), Widodo dkk. (2010), Santoso (2011) serta Santoso dan Utoyo (2012a, 2012b). Sebagian besar batu bara yang terdapat di Kalimantan dan Sumatra ini merupakan batu bara peringkat rendah sehingga sangat cocok dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik tenaga uap di mulut tambang. Kedekatan jarak antara tambang batu bara dan pembangkit listrik tersebut dilakukan dengan pertimbangan ekonomis, karena kalau dilakukan dengan transportasi akan mengeluarkan dana yang relatif banyak, mengingat harga jual batu bara ini yang relatif murah.



Gambar 1.3 Batu Bara Formasi Bojongmanik, Lingkungan Pengendapan Pantai, di Bojongmanik, Banten.



Gambar 1.4 Batu Bara Formasi Tanjung, Lingkungan Pengendapan Delta, di lokasi penambangan yang Dilakukan oleh Perusahaan Swasta Nasional di Barito Timur, Kalimantan Tengah.



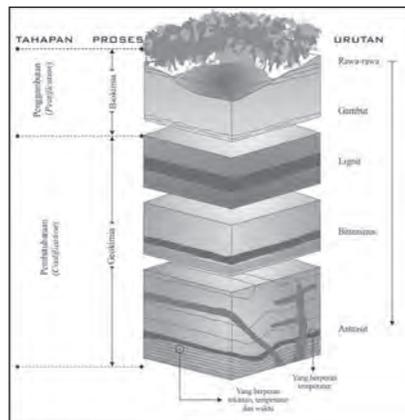
Gambar 1.5 Batu Bara Formasi Warukin, Lingkungan Pengendapan Delta Di Lokasi Penambangan yang Dilakukan oleh PT Adaro Indonesia di Paringin, Kalimantan Selatan.

BAB 2

TERMINOLOGI

Petrologi, lebih khas lagi karakteristik petrografi batu bara, senantiasa dikaitkan dengan peringkat (*rank*) dan jenis (*type*) batu bara. Peringkat batu bara dapat didefinisikan sebagai posisi batu bara dalam rangkaian gambut ke antrasit. The International Committee for Coal Petrology (1963, 1971, 1975) telah menyetujui istilah peringkat batu bara bisa diterima sebagai istilah ilmiah secara internasional. Badan ilmiah internasional ini menyarankan derajat pembatubaraan sebagai sinonim peringkat batu bara.

Pada petrografi batu bara, peringkat batu bara diukur dengan reflektansi vitrinit (*reflectance of vitrinite*, R_v maks %). Kenaikan reflektansi vitrinit seiring dengan kenaikan peringkat batu bara (Tabel 2.1; Gambar 2.1).



Gambar 2.1 Peringkat Batu Bara (Falcon dan Snyman, 1986)

Jenis batu bara berasosiasi dengan tipe bahan tanaman pada gambut dan tingkat perubahan biokimia dan kimia. Hal ini merupakan tingkat awal pembatubaraan (Cook, 1982; Stach dkk., 1982).

Variasi batu bara secara petrografis bisa ditelaah dalam maseral, mikrolitotipe, dan litotipe. Maseral adalah unsur mikroskopis batu bara dan serupa dengan mineral-mineral batuan. Mikrolitotipe adalah lapisan tipis batu bara (tebal 0,05 mm) berisi asosiasi maseral yang terlihat di bawah mikroskop. Litotipe merupakan karakter lapisan batu bara yang dapat diamati secara megaskopis pada lapisan batu bara.

Tabel 2.1 Klasifikasi Peringkat Batu Bara (Dimodifikasi dari Cook, 1982)

Peringkat (Australia)	% Rv maks vitrinit	Peringkat (ASTM)
Gambut	—0,2	Gambut
Batubara coklat	—0,3	Lignit
Subbituminus	—0,4 —0,5	Subbituminus C B
Bituminus zat terbang tinggi	—0,6	C B A Bituminus zat terbang tinggi
	—0,7	
	—0,8	
	—0,9	
Bituminus zat terbang menengah	—1,0 —1,2	Bituminus zat terbang menengah
Bituminus zat terbang rendah	—1,5	Bituminus zat terbang rendah
Semi-antrasit	—2,0	Semi-antrasit
Antrasit	—2,5	Antrasit
	—3,0	
Meta-antrasit	—5,0	Meta-antrasit

Sejak konsep maseral diperkenalkan oleh Stopes (1935), the International Committee for Coal Petrology (ICCP) menyetujui definisi-definisi tentang kelompok maseral dan maseral individual, dan mengadopsi sistem Stopes-Heerlen sebagai metode baku klasifikasi petrografi batu bara (The International Committee for Coal Petrology, 1963; Tabel 2.2). Konsep ini umumnya diterapkan secara spesifik pada batu bara berumur Karbon dan dapat juga diterapkan pada batu bara Tersier (Smith, 1981). Tiga kelompok maseral (vitrinit, inertinit, dan liptinit/eksinit) diidentifikasi dan diklasifikasi berdasarkan morfologi, sumber bahan, warna atau tingkat reflektivitas, dan sifat formasi. Sifat maseral bervariasi dalam aspek kimia, fisika, dan teknologi berdasarkan peringkat batu baranya.

Riset petrografi yang dilakukan terhadap lignit (terutama pada lapisan pembawa batu bara Tersier di Eropa) mengarah pada klasifikasi maseral lignit (Tabel 2.3; The International Committee for Coal Petrology, 1971, 1975). Dalam kasus lignit, efek metamorfisme tidak dinyatakan sebagai batu bara hitam. Jadi, morfologi dan maseral vitrinit dapat didefinisikan. Pada saat itu, maseral tersebut tidak dikenal dengan jelas sama dengan vitrinit batu bara peringkat tinggi, dan secara kolektif dikenal dengan istilah huminit. Demikian pula halnya dengan maseral eksinit yang dikenal dengan nama liptinit. Namun, tidak demikian halnya dengan inertinit yang tidak dipisahkan namanya.

Smith (1981) mampu memisahkan efek-efek peringkat batu bara pada maseral-maseral batu bara dan mengembangkan maseral-maseral untuk batu bara coklat (*brown coal*) dan batu bara keras (*hard coal*), seperti terlihat pada Tabel 2.4. Dia menyatakan bahwa kelompok maseral vitrinit dan huminit adalah sinonim; demikian halnya dengan eksinit dan liptinit. Istilah-istilah petrografi batu bara pada buku ini mengikuti aturan ICCP (1963, 1971, 1975) yang dimodifikasi oleh Smith (1981).

Kelompok maseral vitrinit berasal dari jaringan-jaringan kayu dan paling banyak ditemukan pada batu bara. Sifat-sifat vitrinit bera-

Tabel 2.2 Maseral-Maseral Batu Bara Keras (*Hard Coals*, International Committee for Coal Petrology, 1963)

Kelompok Maseral	Maseral	Submaseral+	Variasi Maseral+
Vitrinit	Telinit	Telinit 1	Kordaitotelinit
		Telinit 2	Fungotelinit
			Silotelinit
	Kolinit	Telokolinit	Lepidofitotelinit
		Gelokolinit	Sigilariotelinit
		Desmokolinit	
		Korpokilinit	
	Vitrodetrinit		
Eksinit	Sporinit		Tenuisporinit
			Krasisporinit
			Mikrosporinit
			Makrosporinit
	Kutinit		
	Resinit		
	Alginit		
Liptodetrinit			
Inertinit	Mikrinit		
	Makrinit		
	Semifusinit	Pirofusinit	
		Degradofusinit	
	Sklerotinit		Plektensiminit
			Korposklerotinit
			Pseudokorposklerotinit
	Inertodetrinit		

+ tidak lengkap dan tidak dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan.

Tabel 2.3 Maseral-Maseral Batu Bara Cokelat (*Brown Coals*, International Committee for Coal Petrology, 1971)

Kelompok Maseral	Subkelompok Maseral	Maseral	Submaseral+
Huminit	Humotelinit	Tekstinit Ulminit	Teksto-ulminit Eu-ulminit
	Humodetrinit	Atrinit Densinit Gelinat	Porigelinit Levigelinat Flobafinit Pseudoflobafinit
	Humokolinit	Korpohuminit	
Liptinit	Sporinit Kutinit Resinit Suberinit Alginit Liptodetrinit Klorofilinit		
Inertinit	Mikrinit Makrinit Semifusinit Fusinit Sklerotinit Inertodetrinit		

+ tidak lengkap dan tidak dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan.

gam dalam peringkatnya (Brown dkk., 1964). Di bawah pengamatan mikroskop sinar pantul, vitrinit terlihat berwarna abu-abu gelap, abu-abu, dan putih, tergantung pada peringkatnya. Vitrinit ini terbagi atas tiga subkelompok maseral, yakni telovitrinit, detrovitrinit, dan gelovitrinit (Smith, 1981 dan 1982). Telovitrinit merupakan fragmen-fragmen jaringan tanaman yang utuh, biasanya terbentuk sebagai lapisan-lapisan tipis berdimensi >10 mikron. Detrovitrinit terdiri atas bahan-bahan matriks vitrinit dan pada batu bara cokelat berupa fragmen-fragmen vitrinit berdimensi <10 mikron. Bahan-bahan halus

Tabel 2.4 Klasifikasi Maseral Batu Bara (Smith, 1981)

Kelompok Maseral	Subkelompok Maseral	Maseral
Eksinit		Liptodetrinit Sporinit Kutinit Suberinit Resinit Fluorinit Eksudatinit Bituminit Alginit
Vitrinit	Telovitrinit	Tekstinit Teksto-ulminit Eu-ulminit Telokolinit
	Detrovitrinit	Atrinit Densinit Desmokolinit
	Gelovitrinit*	Korpovitrinit Porigelinit Eugelinit
Inertinit	Sklerotinit Semifusinit Fusinit Makrinit Mikrinit Inertodetrinit	

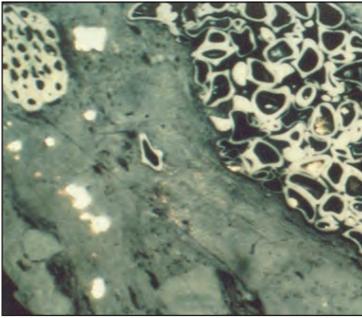
*Gelovitrinit bisa dikenal hanya yang berdiameter 10 mikron.

ini terlihat bertekstur secara optis pada batu bara berperingkat lebih tinggi. Gelovitrinit merupakan maseral vitrinit terjelikan (*gelified*) dengan dimensi >10 mikron. Maseral liptinit berasal dari bahan-bahan kulit ari, spora, serbuk sari, ganggang, dan getah tanaman-tanaman tinggi berupa resin. Liptinit banyak mengandung hidrogen dan berwarna abu-abu gelap hingga abu-abu di bawah mikroskop sinar pantul. Inertinit berasal terutama dari arang jaringan tanaman, sedikit sekali mengandung hidrogen tetapi kaya akan karbon. Beberapa inertinit merupakan hasil proses biokimia yang intensif (Teichmüller dan

Teichmüller, 1982; Scott, 2002; dan Diessel, 2010). Maseral-maseral vitrinit, liptinit, dan inertinit dapat dilihat pada Gambar 2.2.

Istilah litotipe diusulkan oleh Seyler (1954) dan International Committee for Coal Petrology (1963) untuk menunjukkan lapisan-lapisan yang dapat dibedakan secara makroskopis pada batu bara humik. Istilah ini sebelumnya pernah diperkenalkan oleh Stopes (1919) dengan nama vitrain, klarain, durain, dan fusain. Litotipe

2.2.a



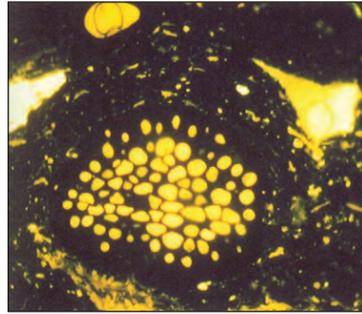
2.2.b



2.2.c



2.2.d



2.2.a Vitrinit (abu-abu) dan inertinit (putih). Percontoh batu bara dari Kalimantan Timur, diamati dari mikroskop sinar pantul.

2.2.b Inertinit (putih) dan vitrinit (abu-abu). Percontoh batu bara dari Kalimantan Selatan, diamati dari mikroskop sinar pantul.

2.2.c Liptinit (hitam), vitrinit (abu-abu) dan inertinit (putih). Percontoh batu bara dari Bukit Asam, diamati dari mikroskop sinar pantul.

2.2.d Liptinit (kuning) dan vitrinit (hitam). Percontoh dari batu bara Bukit Asam, diamati dari mikroskop sinar pantul dan sinar fluoresen.

Gambar 2.2 Vitrinit, Liptinit, dan Inertinit dalam Batu Bara

dibedakan berdasarkan pada warna kilap (cerah-kusam), pola rekahan, dan tipe laminasi. Di Eropa, tebal minimum lapisannya adalah 1 cm. Sementara itu, untuk batu bara di Australia ketebalan minimumnya adalah 5 mm. Penjelasan litotipe ini dapat dilihat pada Tabel 2.5 (Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara, 2009).

Litotipe lapisan batu bara umumnya berlapis-lapis tipis. Oleh karena itu, beberapa ahli petrologi batu bara seperti Schopf (1960), Diessel (1965), dan Cameron (1978) membagi klarain menjadi lebih detail.

Meski demikian, penjelasan litotipe berikut ini hanya berdasarkan pada istilah-istilah yang diberikan oleh Diessel (1965). Berdasarkan pada kilap batu bara (cerah-kusam), pola rekahan, dan jenis laminasi, lapisan tipis makroskopis batu bara (minimum 5 mm) dibedakan dan digambarkan penampangnya berdasarkan litotipenya sebagai berikut

Tabel 2.5 Litotipe Batu Bara

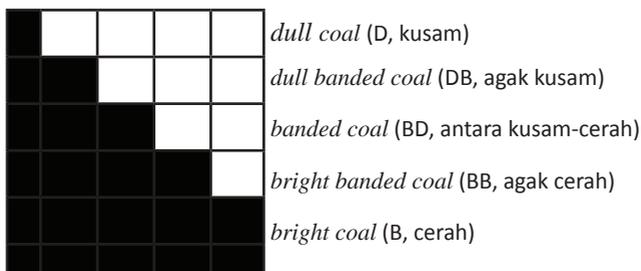
Litotipe	Keterangan
Vitrain	Lapisan tipis atau lensa yang cerah sampai sangat cerah, dengan tebal biasanya beberapa milimeter dalam batu bara Karbon, tetapi kemungkinan mencapai puluhan sentimeter dalam batu bara Tersier dan Kapur. Vitrain terlihat mempunyai banyak pecahan dibandingkan dengan litotipe lainnya, dan banyaknya pecahan merupakan fungsi peningkatan peringkat dengan pengecualian terhadap antrasit yang mempunyai lebih sedikit pecahan dengan permukaan konkoidal.
Klarain	Lapisan tipis dengan beragam variasi ketebalan, mempunyai kilap antara vitrain dan durain. Tekstur beralur biasanya karena perubahan dari lapisan tipis cerah dan kusam.
Durain	Lapisan tipis berwarna abu-abu hingga coklat kehitaman, permukaan kasar dengan sedikit kilap lemak, pantulan menyebar, belahannya lebih tidak mencolok dibandingkan dengan vitrain dan klarain.
Fusain	Lapisan tipis hitam atau abu-abu, kilap sutra dengan struktur ber-serat, sangat mudah pecah, menghitamkan tangan apabila disentuh dan sering terisi dengan mineral.

(Tabel 2.6; Gambar 2.3). Pada buku ini, istilah litotipe untuk batu bara Indonesia mengacu pada Diessel (1965).

Gambar 2.3 Litotipe batu bara (Diessel, 1965) Diessel (1982) lebih terperinci menyatakan bahwa kekusaman batu bara disebabkan oleh maseral yang terbentuk pada kondisi kering (semifusinit, fusinit, dan makrinit) dengan oksidasi tanaman yang terjadi sedikit di bawah permukaan air rawa. Selain itu, kekusaman tersebut bisa juga disebabkan oleh kehadiran maseral “basah” seperti inertodetrinit, makrinit, sporinit, dan alginat serta mineral. Maseral-maseral dan mineral ini merupakan indikasi permukaan air yang tinggi dan transportasi maseral-maseral yang terbentuk lebih dulu. Dengan demikian, litotipe batu bara berhubungan erat dengan lingkungan pengendapannya. Pada lingkungan rawa air tawar, batu bara yang terbentuk berwarna hitam kusam dan biasanya menyerupai serpih, dan di rawa basah, batu bara yang terbentuk berwarna hitam cerah. Sebagai tambahan, batu bara hitam kusam bisa dihasilkan di atas permukaan air.

Tabel 2.6 Litotipe Batu Bara (Diessel, 1965)

Litotipe	Kekilapan
<i>dull coal</i> (D, kusam)	0–10% cerah
<i>dull banded coal</i> (DB, agak kusam)	10–40% cerah
<i>banded coal</i> (BD, antara kusam-cerah)	40–60% cerah
<i>bright banded coal</i> (BB, agak cerah)	60–90% cerah
<i>bright coal</i> (B, cerah)	90–100% cerah



Gambar 2.3 Litotipe Batu Bara (Diessel, 1965)

Menurut Warbrook (1981), litotipe menunjukkan karakteristik zona tempat pembentukannya, dan rawa pembentuk batu bara terbagi atas tiga zona berdasarkan pada permukaan air rawanya sebagai berikut.

1) Rawa air tawar (*limnic moor*)

Tumbuh-tumbuhan sedikit sekali terdapat pada zona ini, kecuali ganggang, dan kebanyakan tumbuh-tumbuhan yang ada berasal dari luar zona ini akibat terangkut dari zona lain. Selama transportasi, tumbuh-tumbuhan tersebut mengalami pembusukan pada bagian atasnya setelah melalui air yang teroksidasi. Batu bara yang dihasilkan kaya akan inertinit dan semi-inertinit. Bahan-bahan klastik yang hancur juga ditemukan dalam zona ini. Litotipe batu bara ini adalah batu bara kusam dan antara kusam-cerah, serta banyak mengandung serpih.

2) Rawa basah

Zona ini biasanya tertutup oleh air dangkal. Tanaman asli tumbuh secara lokal dan diendapkan dengan cepat di bawah air dalam kondisi reduksi. Batu bara yang terbentuk banyak mengandung vitrinit dan berlitotipe antara kusam-cerah dan cerah.

3) Rawa kering

Tumbuh-tumbuhan pada awalnya diendapkan pada kondisi oksidasi di atas permukaan air rawa dan selanjutnya mengalami pembusukan sebagian karena dipengaruhi oleh kondisi reduksi di bawah permukaan air rawa. Batu bara yang terbentuk banyak mengandung inertinit dan semi-inertinit dengan sedikit bahan mineral yang hancur. Litotipenya adalah batu bara kusam sampai agak kusam.

BAB 3

METODE ANALISIS

Metode analisis yang diterapkan untuk melakukan penelitian petrologi batu bara meliputi tiga hal, yakni pemercontohan (*sampling*), preparasi percontoh (*sample preparation*), dan teknik analitis (analisis maseral dan pengukuran reflektansi vitrinit).

A. PEMERCONTOHAN

Percontoh batu bara yang diteliti dalam studi ini diperoleh dari lapangan batu bara yang terdapat di Sumatra (Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Ombilin; Gambar 3.1) dan Kalimantan (Cekungan Kutai dan Cekungan Barito, Gambar 3.2).

Pemercontohan yang dilakukan berdasarkan pada prosedur American Society for Testing and Materials (ASTM) Standards (2002). Tipe percontoh yang diambil meliputi inti bor dan percontoh singkapan. Percontoh-percontoh inti bor diambil dari seluruh ketebalan lapisan batu bara. Pengambilan percontoh lainnya diperoleh dari singkapan-singkapan batu bara dan tambang batu bara. Percontoh ini dipakai untuk menentukan reflektansi dan pengujian petrografis batu bara yang memperlihatkan ciri-ciri komposisi maseral yang khas dan dapat ditafsirkan asal mula pembentukannya dalam lingkungan pengendapan tertentu.

B. PREPARASI PERCONTOH

Percontoh lapisan batu bara disajikan dalam bentuk penampang berdasarkan litotipe (lihat Gambar 2.3). Berdasarkan pada karakteristik



Gambar 3.1 Percontoh Batu Bara yang Diambil dari Cekungan Ombilin dan Cekungan Sumatera Selatan (dimodifikasi dari Badan Geologi, 2009).



Gambar 3.2 Percontoh Batu Bara yang Diambil dari Cekungan Kutai dan Cekungan Barito (dimodifikasi dari Badan Geologi, 2009).

litotipe, lapisan batu bara dibagi menjadi beberapa bagian lapisan litotipe untuk keperluan peremukan.

Alat peremuk (*crusher*) digunakan untuk meremukkan batu bara dengan ukuran sekitar <5 mm. Alat ini harus selalu dibersihkan untuk menghindari kontaminasi percontoh yang akan digunakan selanjutnya. Percontoh ini selanjutnya diremukkan lagi untuk membuat sayatan poles dengan ukuran butiran -1 mm.

Pemisah percontoh dipakai untuk memperoleh percontoh dengan berat 20 gram. Selanjutnya, percontoh dimasukkan ke botol plastik kecil, dicampur dengan resin dan bahan pengeras. Untuk menghindari gelembung-gelembung dalam botol kecil tersebut, percontoh dan resin ditaruh di dalam tabung hampa udara selama 30 menit, kemudian diambil dan ditaruh di tempat terbuka selama 12 jam.

Percontoh batu bara di dalam botol plastik dipotong secara vertikal menjadi dua bagian. Blok-blok percontoh selanjutnya dilabeli setelah dilepaskan dari botol plastik. Blok-blok ini dipersiapkan untuk dipoles dan hasilnya berupa sayatan poles yang dipakai dalam pengujian mikroskopis dan analisis petrografis.

C. TEKNIK ANALITIS

Teknis analitis ini mencakup tiga hal, yakni pengujian litotipe, analisis maseral, dan pengukuran reflektansi vitrinit.

1. Pengujian Litotipe

Sebelum melakukan pengujian mikroskopis, inti bor lapisan-lapisan batu bara dari Sumatra dan Kalimantan disajikan dalam bentuk penampang secara megaskopis untuk memperoleh profil litotipe. Inti bor ini harus dibersihkan agar mendapatkan permukaan percontoh yang jelas terlihat untuk pengujian makroskopis dan ketebalan setiap litotipe dicatat. Setelah selesai menggambarkan penampang litotipe, profil litotipe bisa ditampilkan dengan jelas, seperti terlihat pada

Gambar 2.3. Berdasarkan pada karakteristik litotipe ini, inti bor kemudian dibagi menjadi beberapa percontoh untuk pengujian analitis.

2. Analisis Maseral

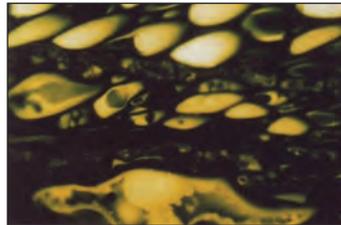
Pengujian mikroskopis terhadap sayatan poles dilakukan dengan menggunakan mikroskop sinar pantul yang dilengkapi dengan sinar fluoresen dan mesin penghitung untuk perhitungan kuantitatif pengamatan. Sinar fluoresen ini digunakan untuk membuktikan dan mengidentifikasi kehadiran maseral liptinit. Selain itu, sinar ini juga dimanfaatkan untuk membedakan antara liptinit dan mineral lempung. Sebagai contoh, kenampakan liptinit dan mineral lempung dalam batu bara memperlihatkan warna yang sama, yakni abu-abu kehitaman dengan menggunakan mikroskop sinar pantul, untuk membedakan keduanya digunakan sinar fluoresen. Sinar fluoresen mengubah warna liptinit menjadi kuning, oranye, dan hijau, sedangkan mineral lempung tetap terlihat berwarna abu-abu kehitaman (Gambar 3.3.a,b). Untuk membedakan liptinit dan mineral lempung, penggunaan sinar fluoresen ini mutlak digunakan.

Menurut Bustin dkk. (1983), kelompok maseral liptinit memperlihatkan warna kekuningan karena kandungan hidrogen dalam ikatan-ikatan tidak jenuh pada batu bara. Tabel 3.1 memperlihatkan

3.3.a



3.3.b



3.3.a Liptinit dan mineral lempung mengisi rongga-rongga sel vitrinit. Lapisan batu bara A1 Bukit Asam, Rv maks=0,36%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.

3.3.b Sama seperti Gambar 3.3.a, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen. Liptinit memperlihatkan warna kuning, sedangkan mineral lempung tetap berwarna gelap.

Gambar 3.3 Fotomikro Liptinit dan Mineral Lempung

warna fluoresen tiga kelompok maseral dalam peringkat batu bara berbeda (International Committee for Coal Petrology, 1975). Warna-warna fluoresen maseral berkurang seiring dengan kenaikan peringkat batu bara. Liptinit menampakkan intensitas fluoresen pada batu bara peringkat rendah. Beberapa vitrinit dalam batu bara peringkat rendah juga menampakkan warna fluoresen, sedangkan inertinit tidak menampakkan warna fluoresen pada semua peringkat batu bara.

Analisis maseral dilakukan berdasarkan pada perhitungan lintasan 500 pengamatan dengan menggunakan mesin penghitung yang dihubungkan dengan mikroskop. Lintasan pengamatan dilakukan dari atas ke bawah pada sayatan poles dan tegak lurus terhadap lamina, dengan panjang langkah pengamatan 0,5 mm, berdasarkan pada perhitungan pengamatan tersebut, persentase volume setiap maseral dan mineral dapat dihitung.

Kepentingan analisis maseral dan mineral digunakan dalam menafsirkan lingkungan pengendapan batu bara (Diessel, 1982, 1986, 1992; Lamberson dkk., 1991; dan Hunt dkk., 1986). Para ahli petrologi batu bara ini menerapkan analisis maseral sebagai indikator lingkungan pengendapan. Algininit merupakan maseral petunjuk

Tabel 3.1 Warna Fluoresen dan Intensitas Kelompok Maseral (International Committee for Coal Petrology, 1975)

Maseral	Lignit (batu bara cokelat lunak)	Lignit (batu bara cokelat keras)	Bituminus Peringkat Rendah	Bituminus Peringkat Tinggi
Liptinit	Kuat; hijau, kuning, oranye dan cokelat	Keras-meningah; kuning kehijauan, kuning-oranye dan cokelat	Kuat-lemah; kuning, oranye dan cokelat	Tidak ada fluoresen
Vitrinit	Kuat-lemah; kuning dan cokelat; atau tidak ada fluoresen	Sangat lemah; cokelat; atau tidak ada fluoresen	Sangat lemah; cokelat; atau tidak ada fluoresen	Tidak ada fluoresen
Inertinit	Tidak ada fluoresen	Tidak ada fluoresen	Tidak ada fluoresen	Tidak ada fluoresen

untuk kondisi lingkungan danau atau pantai selama pengendapan batu bara.

Spora dan polen (serbuk sari) umumnya dihasilkan dan terawetkan dalam kelompok tanaman buluh dan alang di lingkungan rawa danau. Kutinit biasanya berasosiasi dengan vitrinit yang berasal dari kayu. Jadi, maseral ini terawetkan dalam rawa hutan dan hal ini merupakan indikator lingkungan pengendapan. Kehadiran resininit juga merupakan indikator lingkungan rawa hutan, dan maseral ini berasosiasi dengan telinit.

Kehadiran maseral telinit dan telokolinit yang berasal dari jaringan tumbuh-tumbuhan mengindikasikan lingkungan pengendapan yang terkait dengan tanaman yang menghasilkan kayu dengan kondisi basah dan lembap.

Kelompok maseral inertinit (kecuali mikrinit) mengindikasikan kondisi oksidasi selama pembentukan gambut. Secara umum, inertinit ini ditafsirkan sebagai maseral yang terbentuk dalam kondisi kering. Fusinit dan semifusinit terbentuk pada kondisi rawa hutan terestrial dengan kondisi oksidasi lemah-kuat. Inertodetrinit terdiri atas dinding-dinding sel terfragmenkan dari fusinit dan semifusinit, yang terbentuk dalam kondisi sedikit oksidasi dan kering pada rawa hutan terestrial. Inertodetrinit ini, sekalipun pada awalnya terbentuk pada rawa hutan kering, ditafsirkan juga sebagai hasil transportasi dan pengendapan kembali dalam lingkungan di bawah air sungai.

3. Reflektansi Vitrinit

Pengukuran reflektansi vitrinit dilakukan terhadap kelompok maseral vitrinit dengan menggunakan mikroskop sinar pantul yang dilengkapi dengan fotometer. Fotometer ini dikalibrasi dengan standar gelas dengan kisaran reflektansi dari 0,32% hingga 1,67%. Reflektansi standar 0,576% digunakan dalam kalibrasi ini. Blok poles berisi vitrinit tanpa goresan-goresan dipilih untuk pengukuran reflektansi ini.

BAB 4

PEMBENTUKAN GAMBUT DAN BATU BARA

Proses penggabutan mencakup perubahan-perubahan secara mikrobiologis dan kimiawi, yang secara umum disebut dengan pembatubaraan secara biokimiawi (Charman, 2002). Proses yang terjadi berikutnya adalah pembatubaraan geokimiawi, yang dicirikan dengan ketidakhadiran mikroorganisme. Pada proses mikrobiologis terjadi pembusukan sisa tanaman yang disebabkan oleh bakteri aerobik, jamur, dan sebagainya. Karena produk utama proses ini adalah gambut, tahap awal pembentukan batu bara disebut dengan tahap penggabutan, yang selanjutnya berkembang ke tahap pembatubaraan (Stach dkk., 1982; Bustin dkk., 1983; Diessel, 1992; Scott, 2002; Thomas, 2002; Moore dan Shearer, 2003; dan Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008).

A. PEMBENTUKAN GAMBUT

Endapan gambut terbentuk dalam rawa-rawa di sekitar aliran sungai dan delta dalam rawa-rawa di sekitar aliran sungai dan delta. Faktor-faktor yang memengaruhi pembentukan gambut tersebut adalah iklim (berpengaruh pada jenis tumbuh-tumbuhan), paleogeografi, dan tektonik.

Faktor iklim suatu wilayah berdasarkan posisi geografisnya berpengaruh pada jenis flora yang tumbuh di wilayah tersebut. Semakin hangat dan basah suatu iklim, akan semakin subur pula tanaman yang tumbuh. Hal ini diperlihatkan oleh adanya rawa-rawa hutan kayu di daerah beriklim tropis dan subtropis, sedangkan

di daerah beriklim sedang dan dingin didominasi oleh rawa-rawa dengan tumbuh-tumbuhan buluh, ilalang, dan lumut. Suatu rawa tropis akan ditumbuhi oleh pepohonan berketinggian 30 m dalam kurun 9 tahun, sedangkan di daerah subtropis hanya mencapai 6 m dalam waktu yang sama. Dalam waktu geologis yang lampau, gambut mendominasi daerah beriklim hangat dan lembap (Karbon Akhir, Kapur Akhir, dan Tersier Awal). Faktor iklim tidak saja memengaruhi pertumbuhan suatu tanaman, tetapi juga tingkat pelapukannya.

Berkaitan dengan aspek paleogeografis dan tektonik, ada beberapa persyaratan untuk perkembangan endapan gambut yang tebal, yaitu.

- 1) Penurunan permukaan tanah secara menerus dan perlahan, yang mengakibatkan permukaan air tanah naik.
- 2) Perlindungan rawa-rawa gambut terhadap genangan air laut dan air banjir sungai, dengan adanya tanggul-tanggul alam.
- 3) Pasokan sedimen sungai harus tidak berlebihan, agar pembentukan gambut berjalan lancar.

Apabila permukaan air tanah terlalu tinggi, yang biasanya diakibatkan oleh penurunan permukaan tanah yang sangat cepat, rawa-rawa pembentuk gambut akan tergenang air dan pengendapan sedimen baik danau air tawar maupun laut (batu lempung, napal, dan batu gamping) segera terjadi. Apabila penurunan permukaan tanah terlalu perlahan, bahan rombakan tumbuh-tumbuhan di permukaan tanah akan membusuk dan endapan gambut yang sudah terbentuk akan segera tererosi. Dengan demikian dapat digarisbawahi bahwa pembentukan batu bara sangat tergantung pada kondisi paleogeografis dan struktur di dalam wilayah cekungan sedimentasi.

Di wilayah iklim subtropis, kecepatan tumbuh tahunan gambut di rawa diperkirakan mencapai 0,5–2,0 mm per tahun. Sementara itu, endapan gambut pada rawa ilalang/buluh subtropis (Amerika Serikat) dapat tumbuh hingga 1,3 mm. Untuk daerah tropis, seperti Kalimantan, kecepatan tumbuh gambutnya tertinggi, yaitu mencapai 3–4 mm per tahun atau 1 m setiap 300–400 tahun.

B. PEMBENTUKAN BATU BARA

Dengan semakin dalamnya timbunan sisa tanaman, proses utama yang terjadi adalah proses geokimiawi. Pada proses ini sudah terjadi pematangan batu bara, yaitu perubahan gambut menjadi lignit hingga mencapai antrasit. Proses ini sering disebut juga dengan pematubaraan dan penyebabnya meliputi suhu, waktu, dan tekanan. Dalam keadaan normal, pematangan bahan organik menjadi semakin cepat seiring dengan kedalaman endapannya. Hal ini terjadi karena semakin dalam posisi lapisan batu bara, semakin panas pula suhu bumi. Pematangan bahan organik juga terjadi apabila terdapat sumber panas dari luar, seperti intrusi magma, sirkulasi larutan hidrotermal, dan panas gesekan (sesar) atau tektonik.

Faktor lain yang memengaruhi proses pematubaraan adalah waktu. Apabila terjadi waktu pemanasan yang lama, tingkat pematubaraan yang dihasilkan akan lebih tinggi. Dengan demikian dapat dikatakan, secara umum batu bara yang lebih tua, mempunyai tingkat pematubaraan yang lebih tinggi. Waktu yang diperlukan untuk pembentukan endapan batu bara sangat sulit ditentukan dan sangat bervariasi, karena bergantung pada kondisi geologis setempat. Sebagai contoh di Jerman, jangka waktu pembentukan lapisan batu bara lignit setebal 1 m memerlukan waktu 2.400–3.000 tahun; batu bara bituminus dengan tebal 1 m memerlukan waktu pembentukan selama 6.000–9.000 tahun.

Tekanan mempunyai pengaruh yang lebih kecil dibandingkan dengan faktor suhu dan waktu. Dalam hal ini, tekanan berfungsi bagi pemadatan bahan organik dan pemerasan air. Oleh sebab itu, tekanan hanya bersifat pematubaraan struktur fisik.

Faktor-faktor utama yang dapat menentukan karakteristik lapisan batu bara adalah (Stach dkk., 1982; Bustin dkk., 1983; Diessel, 1992; Charman, 2002).

- 1) Tipe pengendapan (autokton dan alokton)
- 2) Komunitas tumbuh-tumbuhan pembentuk gambut
- 3) Lingkungan pengendapan

- 4) Pasokan nutrisi
- 5) Nilai pH
- 6) Suhu untuk pembentukan gambut
- 7) Potensi aerobik dan anaerobik

Berikut ini adalah pembahasan faktor-faktor yang menentukan karakteristik batu bara tersebut.

1. Tipe pengendapan (autokton dan alokton)

Batu bara autokton terbentuk dari gambut yang berasal dari tumbuh-tumbuhan yang telah mati pada suatu tempat, yang belum mengalami transportasi (*in-situ*). Sebaliknya, batu bara alokton terbentuk dari sisa-sisa tumbuh-tumbuhan yang mengalami transportasi dan diendapkan pada suatu tempat yang telah berpindah dari tempat aslinya (Stach dkk., 1982; Charman, 2002; Thomas, 2002). Secara umum, batu bara yang ditambang di negara-negara pengekspor batu bara di dunia merupakan batu bara autokton. Hal ini terlihat dari lapisan sedimen yang mengalasi batu bara tersebut mengandung sisa-sisa tunggul dan akar tumbuh-tumbuhan pembentuk batu bara tersebut. Fenomena ini menjadi ciri utama batu bara autokton. Demikian pula halnya dengan batu bara di Indonesia, hampir semuanya merupakan batu bara autokton.

Batu bara alokton biasanya banyak mengandung mineral (Stach dkk., 1982; Ward, 2002; Santoso dan Daulay, 2005a,b; Susilawati dan Ward, 2006; Singh dkk., 2010; Widodo dkk., 2010). Hal ini dapat dijelaskan sebagai berikut: timbunan kayu dari tumbuh-tumbuhan pada suatu sungai dan delta terawetkan dan tertimbun di bawah pasir atau lempung. Selain itu, sisa-sisa tumbuh-tumbuhan dan gambut dapat terangkut dan diendapkan kembali di lingkungan pantai atau danau-danau di sekitar pantai. Fragmen-fragmen batu bara alokton juga sering ditemukan dalam batuan sedimen. Fragmen-fragmen tersebut umumnya berupa bahan-bahan organik yang tahan pembusukan saat tertransportasi, misalnya korpokolinit, liptinit, dan inertinit yang terkonsentrasi dalam batuan sedimen klastik.

2. Komunitas tumbuh-tumbuhan pembentuk gambut

Di daerah beriklim sedang, sekuen gambut terbentuk pada danau yang secara perlahan ditempati oleh tumbuhan; ke arah atas berupa endapan lumpur, gambut alang-alang dan buluh, gambut pepohonan hutan, dan gambut lumut. Di utara katulistiwa, rawa-rawa Karbon, sekuen gambut biasanya diawali oleh tumbuh-tumbuhan rawa hutan dan ditutupi oleh endapan lumpur. Batu bara berwarna hitam mengilap terbentuk di daerah ini yang kaya akan vitrinit. Pada umumnya, batu bara bituminus dan lignit berasal dari rawa-rawa hutan. Daerah beriklim tropis umumnya menghasilkan banyak bahan tanaman di rawa-rawa hutan. Gambut terbentuk secara cepat dengan permukaan air tinggi. Gambut ini kaya akan kayu dan selanjutnya berubah menjadi lignit lunak dan batu bara bituminus yang banyak mengandung vitrinit yang terdiri atas telinit dan telokolinit. Gambut buluh dan alang-alang sering menghasilkan lapisan batu bara yang kaya akan liptinit dan sedikit vitrinit. Di dasar daerah air terbuka pada rawa-rawa, batu bara yang terbentuk berwarna hitam kusam dengan komposisi klarit dan durit. Vitrinit jarang ditemukan pada batu bara ini, tetapi ada beberapa maseral yang ditemukan berupa desmokolinit dan korpokolinit. Mineral yang terkandung dalam batu bara ini adalah siderit dan pirit.

3. Lingkungan pengendapan

Berdasarkan pada lingkungan pengendapannya, batu bara dapat terbentuk di daerah-daerah telmatik (terrestrial), limnik (danau), dan laut-air payau yang kaya kalsium (Diessel, 1992). Batu bara yang terbentuk di lingkungan telmatik dengan kondisi tenang berasal dari tumbuh-tumbuhan yang membentuk gambut secara *in-situ*, yakni mencakup gambut hutan, gambut buluh, dan alang-alang. Batu bara telmatik ini berwarna hitam kusam dan didominasi oleh litotipe durain dan kelompok maseral inertinit dengan sedikit vitrinit dan liptinit. Batu bara yang terendapkan pada lingkungan limnik terletak di bawah lingkungan telmatik, berwarna hitam mengilap, dan didominasi oleh litotipe klarain dan vitrinit dengan sedikit inertinit

dan liptinit. Batu bara yang terbentuk pada lingkungan laut-air payau dapat dibedakan dari beragam jenis gambutnya. Gambut rumput laut umumnya kaya akan kadar abu, sulfur, dan nitrogen dan mengandung fosil laut. Di daerah tropis, gambut bakau mengandung banyak sulfur. Sekuen gambut air tawar yang tertutup gambut laut mengandung pirit yang lebih tinggi, apabila dibandingkan dengan sekuen gambut air tawar. Batu bara yang terbentuk dalam lingkungan yang dipengaruhi oleh kehadiran air laut mengandung konkresi kalsit, dolomit, dan ankerit. Batu bara yang diendapkan dalam rawa-rawa yang kaya akan kalsium memperlihatkan sifat-sifat yang sama dengan batu bara air payau-laut. Pada umumnya, batu bara ini dicirikan oleh kandungan tinggi sulfur organik dan pirit singenetik.

4. Pasokan nutrisi

Berdasarkan pada kuantitas pasokan nutrisi, rawa dapat dibagi menjadi eutropik dan oligotropik. Rawa eutropik dicirikan oleh tumbuh-tumbuhan yang subur dan kaya dengan beragam spesiesnya, sedangkan rawa dengan karakteristik yang berlawanan disebut rawa oligotropik. Lapisan batu bara bituminus secara umum diendapkan dalam lingkungan rawa eutropik. Kandungan abu pada batu bara ini dan keberadaan sisipan tipis batulempung dan napal merupakan bukti adanya banjir pada saat pembentukan batu bara tersebut. Lapisan batu bara yang diendapkan dalam lingkungan rawa oligotropik mengandung kadar abu rendah dan memperlihatkan jaringan tanaman yang terawetkan dengan baik (tekstinit dan telinit). Rawa oligotropik yang terdapat di bagian barat laut Kalimantan memperlihatkan gambut yang mengandung bahan-bahan kayu yang utuh dan sedikit mengalami pembusukan, akar, dan tunggul pohon. Mineral jarang ditemukan pada batu bara oligotropik ini. Dengan demikian, kandungan abunya juga kecil.

5. Nilai pH

Kondisi keasaman gambut berpengaruh pada kehidupan bakteri serta pembusukan struktur dan kimia sisa-sisa tanaman. Sebagai contoh,

kondisi ini terjadi pada batu bara yang kaya akan kalsium karena pengaruh air laut. Lingkungan pengendapan dalam kondisi alkalin dengan jelas mengakibatkan pembusukan struktur yang disertai dengan pembentukan jeli (*gel*) humus dan hasil-hasil penggabungan yang kaya dengan nitrogen dan hidrogen. Batu bara yang terbentuk dalam lingkungan pengendapan ini memiliki sifat kokas yang khas, yakni lebih lunak dibandingkan dengan batu bara lain.

Gambut yang diendapkan pada bagian bawah rawa mempunyai nilai pH 4,8–6,5, sedangkan pada bagian atasnya dengan pH 3,3–4,6. Selain posisi rawa ini, derajat keasaman bergantung juga pada komunitas tumbuh-tumbuhan, yakni dalam pemasokan oksigen dan tingkat konsentrasi asam humus yang terbentuk. Keasaman yang tinggi tersebut kemungkinan disebabkan oleh pasokan oksigen yang tinggi pada tanah berlumpur kering, sehingga asam humus terbentuk. Gambut yang terdapat di Indonesia yang dihasilkan dari pepohonan memiliki pH 3,5–4,5 (sangat asam).

Secara umum, bakteri berkembang pesat pada kondisi normal-basa lemah dengan pH 7,0–7,5. Gambut asam mengandung sedikit bakteri dan dengan demikian, struktur tumbuh-tumbuhannya akan terawetkan dengan baik. Kandungan nitrogen dalam gambut dan pasokan garam-garam mineral merupakan faktor penting untuk aktivitas bakteri. Kondisi eutropik merupakan lingkungan yang cocok untuk aktivitas bakteri. Bakteri menghasilkan banyak protein dan peningkatan konsentrasi protein dalam gambut akan mengakibatkan pembusukan selulosa.

Kuantitas bakteri dalam gambut berkurang seiring dengan kedalamannya dan tipe bakteri bergantung pada potensi redoks. Pada bagian atas gambut, bakteri aerobik beraktivitas dengan mengonsumsi oksigen dari atmosfer. Bakteri ini membusukkan dengan mudah karbohidrat yang mudah larut dan masih berfungsi hingga kedalaman 10 m.

Bakteri pengandung sulfur berperan khusus dalam gambut dan lumpur-lumpur organik dan mengurangi sulfat ke sulfur sehingga

membentuk pirit dan markasit. Pirit biasanya terkonsentrasi pada bagian terbawah dan teratas lapisan batu bara.

6. Suhu untuk pembentukan gambut

Suhu pada permukaan gambut berperan penting dalam pembusukan awal. Pada daerah beriklim lembap dan hangat, kehidupan bakteri lebih intensif dan proses kimianya berjalan dengan cepat dibandingkan dengan daerah beriklim sedang. Gambut rawa hutan di Sumatra, biasanya <1 m di bawah permukaan tanah, membusuk secara kuat.

7. Potensi redoks (aerobik dan anaerobik)

Potensi redoks (atau nilai Eh) berperan awal dalam aktivitas bakteri dan proses penggabutan. Pasokan oksigen akan menentukan kejadian proses tersebut. Menurut Stach dkk. (1982) dan Bustin dkk. (1983), transformasi bahan organik yang terkait dengan pasokan oksigen berkembang seperti yang terlihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Transformasi Bahan Organik yang Berhubungan dengan Pasokan Oksigen

Proses		Hasil
aerobik pasokan oksigen berkurang ke arah bawah	disintegrasi	biasanya tidak ada residu padat, kemungkinan liptobiolit
	pembusukan	jamur
	penggabutan	gambut
anaerobik pasokan oksigen ke arah bawah	pel	
	fermentasi	lumpur organik
		batu bara humus } batu bara sapro- } sarpipelit minyak bumi
		hidrogen dan nitrogen bertambah ke arah bawah

Secara umum, sekuen tersebut dicirikan oleh permukaan air tanah yang naik secara perlahan. Sebagai prasyarat, air tersebut harus dalam kondisi tergenang dan tidak mengalir sebab air yang mengalir secara menerus akan membawa masuk oksigen larut, sehingga bahan organik tersebut membusuk. Semakin banyak bahan organik dihasilkan, semakin cepat pula oksigen larut dalam air genangan yang dikonsumsi dan kondisi reduksi berkembang. Disintegrasi terjadi dengan akses oksigen di udara atau aliran air, yang menghasilkan gas. Terkadang residu padat seperti liptinit dan inertinit dihasilkan pada proses ini. Selama terjadi pembusukan, bakteri aerobik dan jamur menghasilkan zat-zat humus yang sedikit mengandung hidrogen, yang selanjutnya berubah menjadi fusinit dan makrinit. Penggabungan mulai terjadi pada permukaan tanah dengan pasokan oksigen terbatas. Asam-asam humus merupakan hasil khas berupa vitrinit. Fermentasi terjadi dalam kondisi reduksi, dengan bakteri anaerobik mengonsumsi oksigen zat-zat organik dan mengubahnya ke produk bituminus yang kaya hidrogen.

Pada umumnya, reflektansi vitrinit di dalam batu bara naik seiring dengan meningkatnya potensi redoks gambut dan rasio H/O dan menurunnya zat-zat terbang.

C. PERINGKAT BATU BARA

Peringkat batu bara dicirikan oleh tahapan yang telah dicapai batu bara tersebut dalam menempuh proses transformasi yang diawali dari sisa-sisa tanaman yang membusuk dan diakhiri dengan pembentukan antrasit. Perubahan-perubahan yang terjadi secara kimiawi dalam batu bara disebabkan terutama oleh suhu di dalam bumi dan waktu pemanasan. Selain itu, tekanan yang timbul akibat lapisan batuan yang menindih, juga berpengaruh pada peningkatan peringkat batu bara. Beberapa parameter yang sangat penting dalam menentukan peringkat batu bara adalah sebagai berikut:

- 1) kandungan air dan energi spesifik (nilai kalori);
- 2) zat terbang dan kandungan karbon;

- 3) kandungan unsur-unsur kimia;
- 4) reflektansi vitrinit.

Peringkat batu bara berdasarkan nilai reflektansinya adalah sebagai berikut:

- 1) gambut 0,2–0,3%;
- 2) lignit 0,3–0,4%;
- 3) subbituminus 0,4–0,65%;
- 4) bituminus 0,65–1,9%;
- 5) antrasit 1,9–4%.

BAB 5

TATANAN GEOLOGIS

BATU BARA INDONESIA

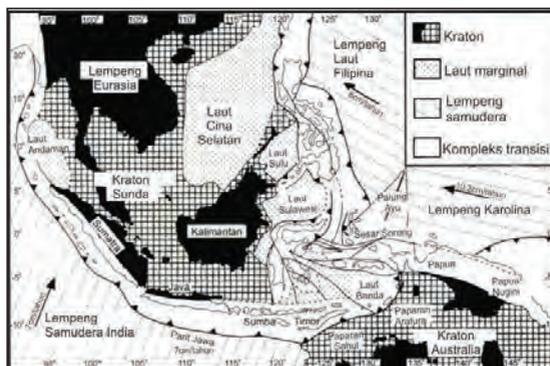
Indonesia merupakan negara kepulauan terbesar di dunia, yakni terdiri atas 5 pulau besar dan sekitar 300 kelompok pulau kecil. Jumlah semua pulau besar dan kecil tersebut mencapai 13.667 buah dan sekitar 6.000 pulau tersebut berpenghuni. Indonesia terletak di antara dua samudra, yakni Samudra Hindia dan Samudra Pasifik. Selain itu, Indonesia merupakan “jembatan” dua benua, yakni Asia dan Australia. Indonesia memiliki luas 9,8 juta km², dengan sekitar 7,9 juta km² berupa perairan (Darman dan Sidi, 2000).

Secara fisiografis, pulau-pulau Sumatra, Jawa, dan Kalimantan terletak bersinggungan dalam Paparan Sunda di Benua Asia. Kedalaman air laut paparan ini kurang dari 200 m. Di wilayah Indonesia timur, pulau-pulau Papua dan Aru terletak di Paparan Sahul, yang merupakan bagian dari Benua Australia. Di antara kedua paparan ini terletak kelompok pulau Nusa Tenggara, Sulawesi, Maluku, dan Halmahera. Semua kepulauan ini dikelilingi oleh sejumlah laut dalam, yang pada beberapa tempat mencapai kedalaman hingga 5.000 m (Hamilton, 1979; Katili, 1980; Darman dan Sidi, 2000). Daerah paparan-paparan tersebut terdiri atas batuan sedimen pra-Tersier terdeformasi secara kuat, batuan beku kristalin, dan batuan malihan. Daerah ini stabil secara tektonis sejak zaman Tersier (Katili, 1980; Simanjuntak dan Barber, 1996). Daerah-daerah tepian yang tidak stabil terletak pada jalur pembentukan gunung-gunung yang disertai dengan gerakan-gerakan amblesan. Pada saat ini, fenomena ini terlihat sebagai busur magmatis dan busur luar nonmagmatis. Busur vulkanis membentang dari Sumatra dan Jawa, memanjang lebih

jauh menuju ke arah timur Bali, Lombok, Sumbawa, Flores hingga ke pulau-pulau kecil di Laut Banda. Busur luar nonvolkanik terdiri atas pulau-pulau di sebelah barat Sumatra dan punggung bawah laut di sebelah selatan Jawa, memanjang hingga Timor, Tanimbar, Kai, dan Seram.

Berdasarkan pada kerangka tektonik, Indonesia terletak di bagian tenggara Lempeng Eurasia. Wilayah ini dibatasi oleh Lempeng Samudra Hindia (Indo-Australia) di sisi selatan dan barat, sedangkan di sisi timur dibatasi oleh Laut Filipina dan Lempeng Samudra Pasifik. Daerah tepian lempeng-lempeng ini saling bertubrukan dan menimbulkan zona-zona subduksi, busur-busur vulkanis, dan struktur-struktur geologis, seperti terlihat pada Gambar 5.1 (Simanjuntak dan Barber, 1996).

Cekungan-cekungan busur belakang di wilayah barat Indonesia mengalami sedimentasi cepat selama zaman Tersier, sebagian cekungan tersebut dekat dengan lingkungan laut. Batuan sedimen ini terlipat menengah-kuat hingga akhir zaman Tersier. Sedimentasi pada cekungan ini terlihat menerus hingga akhir Tersier dan diakhiri dengan regresi besar yang mengisi cekungan ini dengan sedimen-sedimen klastik (Darman dan Sidi, 2000). Dasar cekungan sedimen di wilayah timur Indonesia bisa berumur Perem, tetapi bisa juga



Gambar 5.1 Peta Tektonik Indonesia (Simanjuntak dan Barber, 1996)

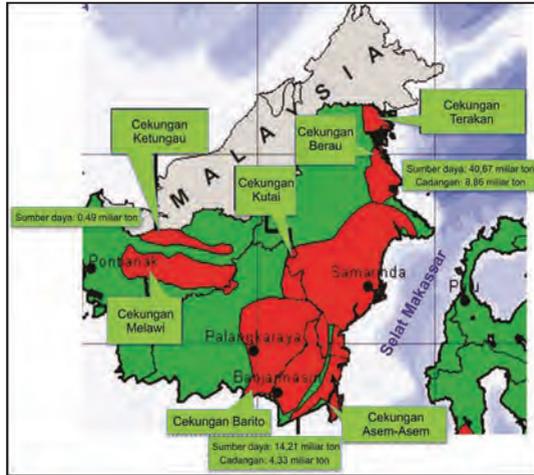
dianggap pra-Pliosen. Cekungan hidrokarbon di wilayah ini sangat kontras keberadaannya dibandingkan dengan di wilayah barat, yakni berumur muda dengan sejarah sedimentasinya berawal dari akhir Miosen hingga Plistosen dan menghasilkan kecepatan sedimentasi tinggi pada tataan tektoniknya.

Di Indonesia terdapat 128 cekungan sedimen yang terbentang dari Sumatra di sisi barat hingga Papua di sisi timur (Badan Geologi, 2009). Sebagian dari cekungan sedimen tersebut sudah dieksplorasi dan dibor untuk mencari minyak, gas bumi, dan batu bara. Beberapa di antaranya sudah menghasilkan komoditas-komoditas tambang tersebut. Sebesar 73% cekungan-cekungan sedimen ini terletak di daerah lepas pantai, dengan sekitar 1/3-nya terletak di laut dalam dengan kedalaman air laut melebihi 200 m (Darman dan Sidi, 2000).

Cekungan-cekungan sedimen pembawa batu bara yang potensial di Indonesia terdapat di Sumatra dan Kalimantan (Pusat Sumber Daya Geologi, 2012). Di Sumatra, cekungan tersebut adalah Cekungan Sumatra Selatan, Sumatra Tengah, Ombilin, Bengkulu, dan Aceh Barat (Gambar 5.2); di Kalimantan adalah Cekungan Kutai, Barito,



Gambar 5.2 Sumber Daya dan Cadangan Batu Bara di Sumatra (Pusat Sumber Daya Geologi, 2012)



Gambar 5.3 Sumber Daya dan Cadangan Batu Bara di Kalimantan (Pusat Sumber Daya Geologi, 2012)

Asem-Asem, Berau, Tarakan, Ketungau, dan Melawi. Sumber daya total batu bara di semua cekungan tersebut mencapai 161 miliar ton dan cadangan sebesar 28 miliar ton (Gambar 5.3).

Mengingat bahwa potensi batu bara yang potensial di Indonesia hanya terdapat di Sumatra dan Kalimantan, penjelasan geologis berikut ini hanya ditekankan pada kedua pulau tersebut.

A. SUMATRA

Perkembangan struktur Sumatra secara umum dikaitkan dengan dua lempeng kerak bumi, yakni Eurasia dan Lempeng Samudra Hindia (Hamilton, 1979; Katili, 1980; Darman dan Sidi, 2000). Interaksi kedua lempeng ini mengakibatkan deformasi kuat pada kompleks batuan berumur Mesozoikum dan Paleozoikum sepanjang Pegunungan Barisan yang terletak agak sisi barat Pulau Sumatra. Di sebelah timur Pegunungan Barisan, pada sisi barat Paparan Sunda, sederet cekungan Tersier berkembang, dan salah satu yang terkenal dengan potensi batu bara yang prospektif adalah Cekungan Sumatra Selatan.

Selain itu, cekungan antargunung Ombilin terbentuk di sisi barat pulau ini. Cekungan sedimen pembawa batu bara yang potensial di Sumatra terdapat di cekungan-cekungan antargunung Paleogen, busur belakang Neogen, dan delta Neogen (Koesoemadinata, 1978; Darman dan Sidi, 2000; Susilawati dan Ward, 2006; dan Belkin dkk., 2009).

Genang laut (transgresi) yang terjadi pada zaman Tersier di Sumatra biasanya didahului oleh perkembangan cekungan antargunung Paleogen. Selanjutnya, fenomena ini berlanjut pada sesar-sesar blok yang diisi oleh sedimen nonmarin. Sekalipun demikian, beberapa sedimen marin terjadi pada awal Eosen. Lapisan-lapisan batu bara yang terbentuk dalam cekungan ini berselang-seling dengan endapan-endapan lakustrin, fluviatil, dan endapan pantai (Koesoemadinata, 1978; Eubank dan Makki, 1981). Penyebaran lapisan-lapisan batu bara ini sangat terbatas secara lateral, tetapi banyak sekali lapisan batu bara yang ditemukan dalam sekuen stratigrafis pembawa batu bara.

Cekungan busur belakang berumur Neogen yang berkembang dengan sedimentasi marin klastik terbentuk di atas batuan sedimen Paleogen, dengan membentuk ketidakselarasan alas setempat-setempat (Koesoemadinata, 1978). Siklus sedimentasi marin ini terhenti dengan sekuen susut laut, dan daerah rawa luas berkembang dan menghasilkan endapan-endapan batu bara yang tersebar luas, seperti yang terjadi di Cekungan Sumatra Selatan. Pengendapan batu bara ini terbentuk pada lingkungan paralik-limnik dan air payau.

Pembahasan endapan batu bara yang terbentuk di Sumatra ini selanjutnya hanya akan dititikberatkan pada potensi prospek yang terdapat di Bukit Asam di Sumatra Selatan (Cekungan Sumatra Selatan) dan Ombilin (Cekungan Ombilin) di Sumatra Barat.

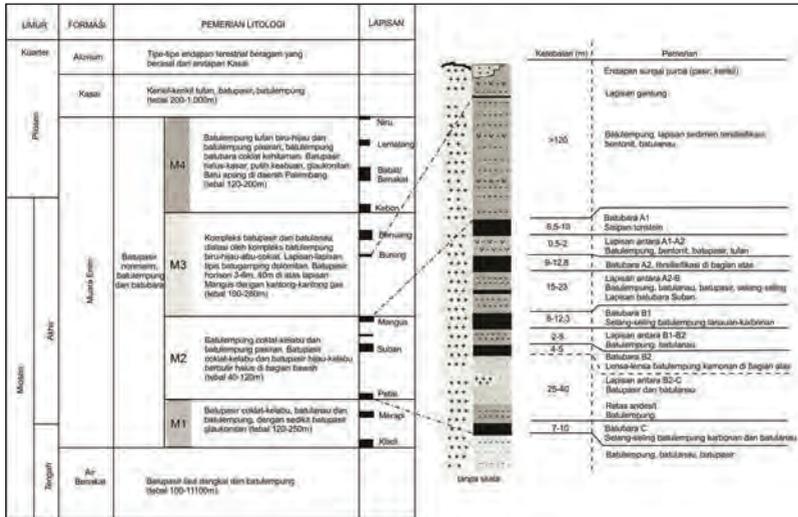
1. Bukit Asam

Batuan sedimen Tersier di daerah Bukit Asam diendapkan dalam Cekungan Sumatra Selatan (Badan Geologi, 2009), yang merupakan bagian dari Antiklinorium Muara Enim. *Shell Mijnbouw* (1978),

KALA	KELOMPOK	FORMASI	LITOLOGI	PEMERIAN	KETEBALAN (m)	
Kuarter	Palembang	Aluvium		kerakal, kerikil, pasir, lempung, bongkah batuan	0-20	
		Kasai		batu apung, tuf asam tuf, batulempung tufan dan aglomerat	50-100	
Muara Enim			batulempung dan batubara	450-750		
Air Benakat			batulempung kebiruan dan batupasir glaukonitik	800-1000		
Miosen Tengah		Telisa	Gumai		batulempung hijau-biru dengan batupasir pembawa nodul batugamping tipis setempat dan serpih	300-450
			Miosen Awal	Talang Akar		batupasir dan batupasir serpihan kompak, batubara tipis
Lahat				batulempung merah, tuf and batupasir setempat mengeras oleh intrusi	0-637	
Oligosen		Telisa	Lahat		batulempung merah, tuf and batupasir setempat mengeras oleh intrusi	0-637
Eosen	Telisa	Lahat		batulempung merah, tuf and batupasir setempat mengeras oleh intrusi	0-637	
Pra-Tersier						

	tuf		batulempung		batupasir		batugamping		batubara
	intrusi		sekis, filit, batusabak, marmor						

Gambar 5.4 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan (Shell Mijnbouw, 1978; Susilawati dan Ward, 2006; Gafoer dkk., 2007).



Gambar pada sisi kanan memperlihatkan kolom stratigrafis di tambang batu bara Bukit Asam (Shell Mijnbouw, 1978).

Gambar 5.5 Stratigrafi Formasi Muara Enim dan Tata Nama Lapisan Batu Bara

Susilawati dan Ward (2006), dan Gafoer dkk. (2007) menjelaskan secara regional stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan, seperti terlihat pada Gambar 5.4. Dua tahap sedimentasi terjadi di daerah ini, yakni genang laut dan susut laut. Selama tahap genang laut, Kelompok Telisa diendapkan, sedangkan tahap susut laut menghasilkan endapan Kelompok Palembang.

Lapisan batuan pembawa batu bara di Cekungan Sumatra Selatan terdapat di Formasi Muara Enim berumur Miosen Akhir-Pliosen, terletak di bagian tengah Kelompok Palembang (Shell Mijnbouw, 1978; Soekarsono, 1982, 1984; Roeslan, 1984; Susilawati dan Ward, 2006). Ketebalan formasi ini antara 450 m dan 750 m. Semua penyelidik batu bara di atas menyatakan bahwa ada enam lapisan batu bara utama dan beberapa lapisan tipis batu bara. Ketebalan semua lapisan batu bara ini mencapai 60 m hingga 90 m di tambang batu bara Bukit Asam. Ketebalan dan tata nama lapisan batu bara tersebut

tersaji pada Gambar 5.5. Batu bara di daerah ini terbentuk secara autokton dan bukti-bukti yang menguatkan pernyataan ini adalah adanya sisa-sisa akar tumbuhan yang terdapat pada bagian bawah lapisan batu bara hingga menembus pada batulempung (*seat earth*) yang terletak di bawahnya.

2. Ombilin

Tambang batu bara Ombilin terletak di sisi barat laut Cekungan Ombilin, Sumatra Barat (Badan Geologi, 2009). Cekungan ini berumur Eosen dan dikontrol secara struktur oleh sesar mendatar yang berasosiasi dengan zona Sesar Sumatra (De Coster, 1974; Harsa, 1975; Silitonga dan Kastowo, 2007; dan Yuniardi, 2010).

Umur	Litologi	Formasi	Ketebalan (m)
Kuarter	Kerakal Pasir Lempung	Aluvium	-
Miosen Awal	Batulempung gampingan Batulempung Napal	Ombilin	50-200
Oligosen	Batupasir Batulempung Batubara	Anggota Poro	500-1000
	Konglomerat Batulanau Batulempung	Anggota Rasau	
Eosen	Batupasir Batulanau Batulempung Batubara	Sawahlunto	100-200
Paleosen	Batupasir Serpih Napal Batupasir Breksi Konglomerat	Sangka Rewang Brani	200-400
Pra-Tersier	Batuan vulkanik Batugamping	Silungkang	-

Gambar 5.6 Stratigrafi Cekungan Ombilin (Roeslan, 1984; Silitonga dan Kastowo, 2007) Kalimantan

Umur	Formasi	Unit	Litologi	Pemerian
Eosen	Sawahlunto	E4		<p>Batulempung, batulanau dan batupasir</p> <p>Lapisan batubara A1 dengan lapisan tipis batulempung(1-2,5 meter)</p> <p>Batulempung, batulanau dan batupasir (7-10 meter)</p> <p>Lapisan batubara B1 (1-2 meter) Batulempung dan batulanau (2-3 meter) Lapisan batubara B2 (1,5-2 meter)</p> <p>Batulempung, batulanau dan batupasir (15-20 meter)</p> <p>Lapisan batubara C, lapisan tipis batulempung (3-5 meter)</p> <p>Batulempung dan batulanau</p>

Gambar 5.7 Stratigrafi Daerah Ombilin (Marubeni-Kaiser, 1971)

Siklus sedimentasi Paleogen di Cekungan Ombilin diawali dengan endapan terestrial pada sekuen Tersier (Koesoemadinata, 1978; Eubank dan Makki, 1981; dan Silitonga dan Kastowo, 2007). Sekuen Paleogen diendapkan di cekungan antargunung yang berkembang pada awal Tersier, ketika massa batuan pra-Tersier tersesarkan secara blok ke dalam terban (*graben*). Cekungan berbentuk terban ini terisi oleh endapan kipas aluvial. Sementara itu, beberapa danau terbentuk di bagian tengah cekungan ini. Dengan semakin turunnya kondisi topografis, cekungan berubah menjadi lembah aluvial dengan sungai kekelokan dan sungai teranyam, yang selanjutnya mengalami per-

lipatan dan pengangkatan pada awal Miosen. Sejumlah sinklin dan antiklin terdapat di cekungan ini dan dibatasi oleh sesar-sesar berarah timur-barat, timur laut-barat daya, dan barat laut-tenggara. Lapisan pembawa batu bara terdapat pada dua unit stratigrafis, yakni Formasi Sawahlunto dan Anggota Poro Formasi Sawahtambang (Roeslan, 1984; Silitonga dan Kastowo, 2007; Gambar 5.6). Tiga lapisan batu bara (A, B, dan C) terdapat pada Formasi Sawahlunto (Marubeni dan Kaiser, 1971; Gambar 5.7). Lapisan batu bara Anggota Poro Formasi Sawahtambang terbentuk di sisi tenggara cekungan ini. Ketebalan lapisan-lapisan batu bara ini sangat tipis, yakni hanya 15–18 cm.

B. KALIMANTAN

Di sisi timur Kalimantan, cekungan-cekungan marginal berkembang sebagai hasil peregangan Sulawesi dari Kalimantan pada umur Miosen (Koesoemadinata, 1978; Supriatna dkk., 1995; Heryanto dkk., 2007; dan Sikumbang dan Heryanto, 2009). Dua delta besar berkembang dari Paparan Sunda di sisi barat ke arah lempeng samudra Selat Makassar.

Menurut Samuel dan Muchsin (1975), Supriatna dkk. (1995), serta Hidayat dan Umar (2006), genang laut terjadi di sisi barat laut Cekungan Kutai hingga akhir Oligosen, pada saat aktivitas orogenik dan kemunculan awal Tinggian Kuching membalikkan arah migrasi garis pantai. Di bagian tengah cekungan ini genang laut sangat dominan selama awal-tengah Miosen. Koesoemadinata (1978) menyatakan bahwa selama tengah Miosen-Resen, sumbu-sumbu deposenter (*depocentre*) Cekungan Kutai bermigrasi ke arah timur karena pengendapan sedimen-sedimen yang berasal arah barat. Pengendapan batu bara terbentuk pada lingkungan delta.

Selama akhir Miosen, pengangkatan Pegunungan Meratus membagi sisi selatan Cekungan Kutai menjadi Cekungan Barito dan Subcekungan Pasir. Pembahasan geologi Cekungan Barito dilakukan oleh banyak penulis, di antaranya Samuel dan Muchsin (1975), Siregar dan Sunaryo (1980), Rustandi dkk. (2006), Heryanto

Umur	Formasi	Lito- logi	Lingkungan Pengendapan	
Plistosen			Terestrial	
Pliosen	Dahor		Paralik-delta?	
		Miosen		Akhir
				Tengah
Miosen	Warukin	Atas	Paralik-delta?	
		Tengah		
		Bawah		
Oligosen	Berai	Atas	Laut dangkal	
		Tengah		
		Bawah		
Eosen	Tanjung	Atas	Neritik Paralik-delta?	
		Tengah		
		Bawah		
Pra-Tersier				

Gambar 5.8 Kolom Stratigrafi Cekungan Barito di Daerah Tanjung, Kalimantan Selatan (Siregar dan Sunaryo, 1980)

dkk. (2007), Supriatna dkk. (2009), serta Sikumbang dan Heryanto (2009). Sedimentasi terjadi selama satu siklus lengkap genang laut dan susut laut.

1. Paleogen

Lapisan batuan pembawa batu bara Paleogen terdapat di Cekungan Barito dan Subcekungan Pasir. Tiga lapisan batu bara Formasi Kuaro (Eosen) yang terbentuk di Subcekungan Pasir terletak di atas batuan

ultrabasa pra-Tersier, batulumpur, dan konglomerat (Samuel dan Muchsin, 1975; Hidayat dan Umar, 2006). Formasi Tanjung (Eosen) merupakan sekuen sedimen Tersier tertua di Cekungan Barito (Gambar 5.8), terdiri atas batupasir, serpih, konglomerat, dan batu bara. Samuel dan Muchsin (1975), Siregar dan Sunaryo (1980), serta Hidayat dan Umar (2006) menyatakan bahwa Formasi Tanjung terbentuk pada lingkungan pengendapan air payau dan delta, dengan pengaruh air laut yang meningkat pada batuan sedimen yang lebih muda di bagian atas. Lima lapisan batu bara terbentuk pada formasi ini dengan rata-rata kemiringan lapisan 50° ke arah barat laut.

2. Neogen

Lapisan pembawa batu bara Neogen di Kalimantan terdapat di Cekungan Kutai dan Cekungan Barito. Lapisan pembawa batu bara utama di Cekungan Kutai adalah Formasi Pamaluan dan Pulu-balang (awal Miosen); dan Formasi Balikpapan dan Kampungbaru (Miosen-Pliosen). Di sebelah barat dan selatan Samarinda, Formasi Pulubalang terdiri atas sekuen lensa-lensa batugamping, batulempung gampingan, dan batupasir tipis berlingkungan laut. Formasi Balikpapan yang terletak di atasnya tersusun oleh lapisan pembawa batu bara berlingkungan delta (Samuel dan Muchsin, 1975; Siregar dan Sunaryo, 1980; Hidayat dan Umar, 2006). Formasi Balikpapan bagian atas tersusun oleh batupasir tebal, dengan memperlihatkan sekuen delta beralih ke sekuen fluvial. Di Cekungan Barito, lapisan batu bara Neogen dengan ketebalan sekitar 3 m tersebar luas pada Formasi Warukin dengan lingkungan pengendapan pasang-surut laut. Sekuen stratigrafis Cekungan Kutai tersaji pada Gambar 5.9 (Addison dkk., 1982; Supriatna dkk., 1995; serta Hidayat dan Umar, 2006).

	Umur	Formasi	Litologi	Ketebalan (m)
Kuartar	Plistosen	Aluvium	Kerakal, kerikil, pasir, lanau, dan lempung	-
	Pliosen	Kampung-baru	Batupasir, batulanau, batulumpur, dan batu bara	-
Tersier	Miosen Tengah-Akhir	Balikpapan	Batupasir, batu bara, dan batugamping	3.000
	Miosen Awal	Pulubalang	Batulumpur, batugamping, dan batupasir	2.750
	Oligosen	Pamaluan	Batupasir	-

Gambar 5.9 Stratigrafi Tersier di Daerah Balikpapan-Samarinda, Cekungan Kutai (Addison dkk., 1982; Supriatna dkk., 1995; Hidayat dan Umar, 2006)

BAB 6

PETROLOGI BATU BARA

Petrologi atau lebih spesifik dengan karakteristik petrografis batu bara berkaitan erat dengan tipe dan peringkat. Tipe batu bara berhubungan erat dengan jenis bahan tetumbuhan pada gambut dan tingkat perubahan kimia dan biokimianya. Tingkat perubahan ini merupakan tahap awal pematubaraan (Stach dkk., 1982; Cook, 1982; dan Scott, 2002). Peringkat batu bara merupakan posisi dan urutan batu bara dari gambut ke antrasit. Istilah ini sinonim dengan derajat pematubaraan. Dalam petrografi batu bara, peringkat ini diukur dari reflektansi vitrinit. Reflektansi vitrinit ini bertambah seiring dengan kenaikan peringkat batu baranya. Berikut ini adalah penjelasan tentang jenis dan peringkat batu bara Sumatra dan Kalimantan.

A. SUMATRA

Batu bara Sumatra, secara petrografis, umumnya terdiri atas kelompok maseral vitrinit dan liptinit. Vitrinit ini terdiri atas matriks detrovitrinit dan lapisan tipis telovitrinit. Gelovitrinit, korpovitrinit, dan porigelinit terdapat pada seluruh batu bara Sumatra. Liptinit terdiri atas resininit, kutinit, suberinit, sporinit, liptodetrinit, fluorinit, dan eksudatinit. Alginit hanya ditemukan pada batu bara Ombilin dan Muara Enim. Inertinit jarang sekali ditemukan dalam batu bara Sumatra. Sekitar 50% fragmen inertinit adalah semifusinit dan sisanya adalah sklerotinit, inertodetrinit, dan sedikit fusinit.

Batu bara Sumatra mengandung sedikit mineral (<5%) yang meliputi pirit (framboidal dan terisolasi) dan mineral lempung. Pirit

terlihat dalam bentuk butiran-butiran halus pada batu bara ini. Mineral lempung terlihat sebagai inklusi butiran halus yang tersebar di semua batu bara ini. Mineral lempung ini mengisi ke dalam rongga-rongga sel tumbuhan dan umumnya berasosiasi dengan vitrinit.

Batu bara di Sumatra terbentuk dalam cekungan sedimen Tersier dan hanya sedikit dalam sedimen Pra-Tersier. Batu bara ini terbentuk di lapangan batu bara Ombilin dalam Cekungan Ombilin dan lapangan batu bara Bukit Asam di Cekungan Sumatra Selatan. Studi tentang reflektansi vitrinit terhadap batu bara Tersier Sumatra memperlihatkan bahwa peringkat batu bara ini berkisar dari lignit hingga antrasit. Secara normal, peringkat batu bara bertambah tinggi dengan posisi kedalaman dan gradien geotermal di cekungan-cekungan pembawa batu bara di Sumatra. Namun, beberapa lapisan batu bara di Bukit Asam dan Ombilin memiliki reflektansi vitrinit tinggi, karena lokasinya berdekatan dengan intrusi andesit. Batu bara Bukit Asam yang tidak terpengaruh oleh intrusi tersebut berperingkat dari lignit hingga subbituminus, sedangkan yang terpengaruh oleh intrusi tersebut berperingkat dari bituminus zat terbang tinggi hingga semiantrasit dan antrasit. Batu bara Ombilin yang tidak terpengaruh intrusi andesit memiliki peringkat bituminus zat terbang tinggi, sedangkan yang terpengaruh intrusi andesit berperingkat antrasit. Peringkat batu bara Ombilin yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu bara Bukit Asam disebabkan oleh sejarah pemanasan dengan temperatur yang lebih tinggi di Ombilin (Santoso dan Daulay, 2007; Daulay dan Santoso, 2008).

Pembahasan petrologi batu bara ini difokuskan pada dua lapangan batu bara yang utama di Sumatra, yakni Bukit Asam (Sumatra Selatan) dan Ombilin (Sumatra Barat).

1. Bukit Asam

Tiga kelompok maseral yang terjadi pada batu bara di Bukit Asam dan vitrinit mendominasi jumlah maseral dalam batu bara ini. Akibat efek panas dari intrusi andesit, batu bara di daerah ini dapat dibagi

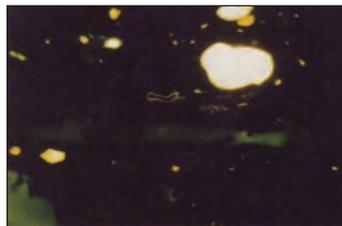
menjadi batu bara tak terpengaruh panas dan batu bara terpengaruh panas. Kedua jenis batu bara ini mengandung komposisi maseral yang berbeda.

Kandungan vitrinit pada batu bara tak terpengaruh panas umumnya mencapai 87% (Susilawati dan Ward, 2006; Amijaya dan Littke, 2006; Daulay dan Santoso, 2008; Sosrowijoyo dan Saghafi, 2009; dan Belkin dkk., 2009). Secara khas, vitrinit ini terbentuk sebagai matriks detrovitrinit, lapisan tipis atau lensa kecil telovitrinit yang berasosiasi dengan liptinit dan inertinit (Gambar 6.1.a dan 6.1.b). Beberapa sel telovitrinit terisi oleh fluorinit atau resin (Gambar 6.1.c dan 6.1.d), tetapi terkadang terisi oleh mineral lempung. Gelovitrinit

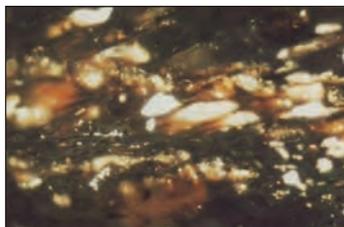
6.1.a



6.1.b



6.1.c



6.1.d



6.1.a Matriks detrovitrinit dengan lapisan tipis telovitrinit berasosiasi dengan semi-fusinit, sklerotinit, resin, dan sporinit. Lapisan batu bara C, Rv maks=0,41%, lebar=0,22 mm, sinar pantul.

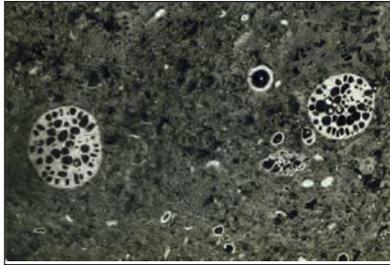
6.1.b Sama seperti Gambar 6.1.a, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen.

6.1.c Fluorinit mengisi rongga sel-sel vitrinit. Lapisan batu bara A1, Rv maks=0,36%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.

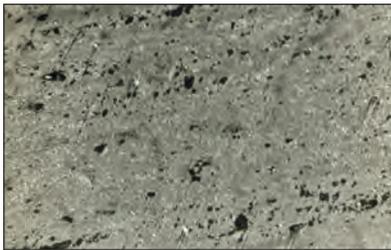
6.1.d Sama seperti Gambar 6.1.c, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen.

Gambar 6.1 Fotomikro Maseral dalam Batu Bara Bukit Asam

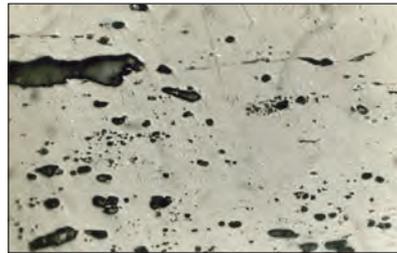
6.2.a



6.2.b



6.2.c



6.2.a Matriks detrovitrinit (atrinite) dan sklerotinit dalam batu bara tak terpengaruh panas. Lapisan batu bara C, Rv maks=0,41%, lebar=0,36 mm, sinar pantul.

6.2.b Vitrinit dalam batu bara terpengaruh panas. Lapisan batu bara C, Rv maks=0,89%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.

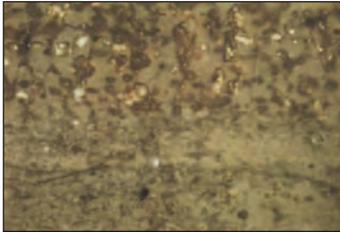
6.2.c Pori-pori dalam vitrinit batu bara terpengaruh panas. Lapisan batu bara C, Rv maks=2,28%, lebar=0,22 mm, sinar pantul.

Gambar 6.2 Fotomikro Kelompok Maseral Vitrinit Batu Bara Bukit Asam

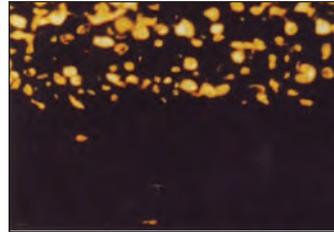
(umumnya korpovitrinit dan porigelinit) tersebar di semua batu bara ini. Porigelinit terbentuk sebagai lapisan-lapisan tipis. Gelifikasi telovitrinit semakin meningkat seiring dengan meningkatnya peringkat batu bara. Batu bara terpengaruh panas mengandung vitrinit sekitar 95%. Telovitrinit merupakan tipe utama vitrinit ini dan kebanyakan tidak berstruktur. Dalam beberapa hal, vitrinit ini berlapis-lapis dan berefleksansi rendah dibandingkan dengan vitrinit yang lebih masif. Gambar 6.2.a, 6.2.b, dan 6.2.c memperlihatkan tekstur vitrinit, diawali dengan batu bara tak terpengaruh panas dan diakhiri dengan batu bara terpengaruh panas.

Kelompok liptinit mengandung persentase yang lebih tinggi pada batu bara tak terpengaruh panas dibandingkan dengan batu bara terpengaruh panas. Kandungan liptinit dalam batu bara tak terpengaruh panas adalah sekitar 7% (Susilawati dan Ward, 2006; Amijaya dan Littke, 2006; Daulay dan Santoso, 2008). Batu bara terpengaruh panas mengandung sedikit sekali liptinit. Liptinit ini meliputi resinat (Gambar 6.3.a–b), kutinit, liptodetrinit, dan suberinit (Gambar 6.3.c–d) dengan sedikit sporinit, fluorinit, dan eksudatinit. Resinat umumnya berasosiasi dengan klarit, terjadi sebagai tubuh kecil (0,06 mm) berbentuk globular. Beberapa resinat terkonsentrasi pada lapisan-lapisan yang jelas (Gambar 6.3.a dan 6.3.b).

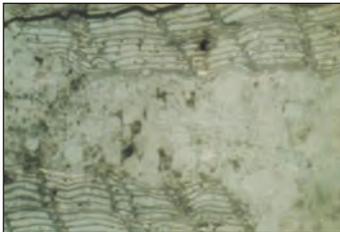
6.3.a



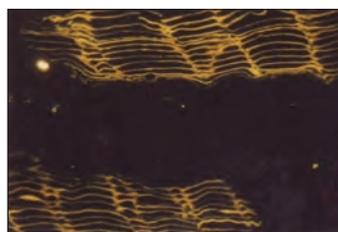
6.3.b



6.3.c



6.3.d



6.3.a Resinat mengisi rongga-rongga sel yang terkonsentrasi dalam lapisan telovitrinit. Lapisan batu bara A1, Rv maks=0,42%, lebar=0,22 mm, sinar pantul.

6.3.b Sama seperti Gambar 6.3.a, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen.

6.3.c Suberinit berasosiasi dengan korpokolinit dan telovitrinit. Lapisan batu bara A2, Rv maks=0,42%, lebar=0,22 mm, sinar pantul.

6.3.d Sama seperti Gambar 6.3.c, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen.

Gambar 6.3 Fotomikro Kelompok Maseral Liptinit Batu Bara Bukit Asam

Resinit memiliki reflektansi rendah dan berwarna kuning-oranye di bawah sinar fluoresen. Suberinit merupakan maseral liptinit yang dominan (sekitar 5%) pada beberapa batu bara di Bukit Asam. Maseral ini terlihat sebagai lapisan-lapisan yang sangat jelas. Secara umum, suberinit ini berwarna hijau-kuning di bawah sinar fluoresen (Gambar 6.3.c dan 6.3.d).

Liptodetrinit merupakan komponen signifikan batu bara Bukit Asam yang terjadi sebagai produk-produk degradasi halus dari maseral liptinit lainnya. Maseral ini berwarna kuning-oranye di bawah sinar fluoresen. Kutinit dijumpai sebagai tenuikutinit dengan kandungan sebesar 1–3% dan berwarna oranye kekuningan di bawah sinar fluoresen. Fluorinit juga sangat umum ditemukan dalam batu bara Bukit Asam, berwarna hijau di bawah sinar fluoresen. Maseral ini umumnya mengisi pori-pori sel dan membentuk tubuh-tubuh kecil yang jelas. Sporinit dengan kandungan <1% sangat jarang ditemukan dalam batu bara ini; berwarna kuning di bawah sinar fluoresen. Eksudatinit juga ditemukan dalam jumlah yang kecil, berwarna kuning-oranye seperti terlihat pada Gambar 6.4.a dan 6.4.b.

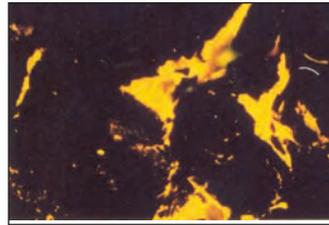
Menurut Teichmüller dan Teichmüller (1982), eksudatinit merupakan bahan-bahan resin yang mengisi celah-celah atau retakan-retakan lapisan batu bara. Maseral ini berasal dari tetesan resin liptinit dan vitrinit yang mengisi ke dalam celah-celah batu bara. Maseral ini terjadi terutama pada batu bara subbituminus. Inertinit biasanya jarang ditemukan dalam batu bara Bukit Asam. Namun, ada beberapa batu bara di daerah ini yang mengandung maseral tersebut >5%. Semifusinit pada umumnya lebih dominan dibandingkan dengan sklerotinit dan inertodetrinit. Fusinit jarang sekali ditemukan dalam batu bara ini. Mikrinit dan makrinit terdapat dalam beberapa batu bara di daerah ini. Sklerotinit terdapat dalam bentuk teleutospora dan sklerosia. Beberapa sel sklerotinit terisi oleh resinit (Gambar 6.4.c dan 6.4.d) dan mineral. Kandungan inertinit dalam batu bara tak terpengaruh panas antara 1% dan 8%, dengan rata-rata sekitar 3%. Begitu pula kandungan inertinit dalam batu bara terpengaruh panas

sama dengan batu bara tersebut di atas (rata-rata 3%). Kandungan inertinit yang tinggi dalam batu bara Bukit Asam dipengaruhi oleh kondisi aerobik (oksidasi) pada saat pengendapan batu bara tersebut (Stach dkk., 1982; Susilawati dan Ward, 2006; Amijaya dan Littke, 2006; Daulay dan Santoso, 2008). Fusinit dan semifusinit terbentuk sebagai lapisan atau lensa (Gambar 6.5). Dinding-dinding sel fusinit dan semifusinit beragam dalam ketebalannya. Sklerotinit dan inertodetrinit tersebar di semua lapisan batu bara Bukit Asam. Mikrinit biasanya muncul dalam butiran yang sangat kecil (<0,01 mm) dengan bentuk yang tidak teratur.

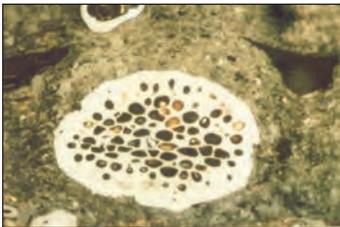
6.4.a



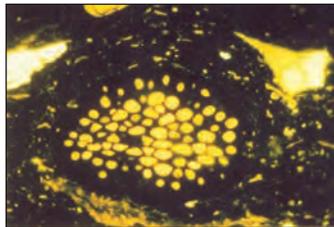
6.4.b



6.4.c



6.4.d



6.4.a Eksudatinit mengisi rekahan-rekahan dalam detrovitrinit. Lapisan batu bara A1, Rv maks=0,40%, lebar=0,44 mm, sinar pantul.

6.4.b Sama seperti Gambar 6.4.a, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen.

6.4.c Resinit mengisi sel-sel sklerotinit. Lapisan batu bara A1, Rv maks=0,38%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.

6.4.d Sama seperti Gambar 6.4.c, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen.

Gambar 6.4 Fotomikro Kelompok Maseral Liptinit Batu Bara Bukit Asam



Lapisan batu bara A1, Rv maks=0,41%, lebar=0,44 mm, sinar pantul.

Gambar 6.5 Fotomikro Perselingan Semifusinit dan Detrovitrinit

Mineral sangat jarang ditemukan dalam batu bara Bukit Asam (<2%). Jenis mineral yang ditemukan biasanya adalah mineral lempung berbentuk butiran bulat yang mengisi rongga-rongga sel maseral. Pirit tersebar di seluruh batu bara ini dalam jumlah yang sedikit. Kandungan mineral dalam batu bara terpengaruh panas sedikit lebih tinggi dibandingkan dengan batu bara yang tak terpengaruh panas.

Berdasarkan pengamatan maseral di bawah mikroskop, kandungan liptinit dan inertinit dalam batu bara Bukit Asam secara sistematis berhubungan erat dengan kandungan vitrinit, yakni kandungan liptinit dan inertinit akan berkurang dengan kenaikan kandungan vitrinit. Kandungan liptinit tidak terkait dengan kandungan inertinit. Demikian pula halnya dengan kandungan mineral, tidak terkait dengan kandungan semua maseral tersebut di dalam batu bara ini.

Pengukuran reflektansi vitrinit dilakukan terhadap percontoh batu bara Bukit Asam, dan hasilnya menunjukkan bahwa reflektansi vitrinitnya antara 0,30% dan 2,60% (Daulay dan Santoso, 2008). Angka kisaran yang besar ini disebabkan oleh tubuh intrusi andesit berumur Pliosen-Plistosen di daerah Suban.

Reflektansi vitrinit pada batu bara tak terpengaruh panas adalah antara 0,30% dan 0,53%, sedangkan pada batu bara terpengaruh

Tabel 6.1 Nilai Kalori dan Kelembapan Total Lapisan Batu Bara Air Laya (Soekarsono, 1982)

Lokasi	Lapisan	Kelembapan Total (% adb)	Nilai Kalori (kkal/kg)
Air Laya	A1	9	6.690
	A2	4	7.116
	B1	7	7.384
	B2	9	6.249
	C	5	7.726

panas adalah 0,69–2,60%. Reflektansi vitrinit 0,40–0,50% mendominasi daerah Bukit Asam. Pola variasi reflektansi vitrinit semua lapisan batu bara di daerah ini relatif sama. Tren utamanya memperlihatkan bahwa peringkat batu bara menaik ke arah selatan, yakni di sekitar tubuh intrusi andesit (Daulay dan Santoso, 2008). Soekarsono (1982) melaporkan bahwa nilai kalori batu bara di daerah ini sangat tinggi dan kelembapan airnya rendah (Tabel 6.1). Nilai kalori yang tinggi tersebut terkait erat dengan efek panas yang dikeluarkan oleh intrusi andesit.

Secara stratigrafis, nilai reflektansi vitrinit juga memperlihatkan perbedaan antara lapisan atas dan bawah batu bara di daerah ini. Perbedaan nilai ini disebabkan oleh posisi stratigrafis dan efek panas intrusi andesit. Soekarsono (1982) juga melaporkan hasil analisis proksimat batu bara Bukit Asam (Tabel 6.2) bahwa dengan meningkatnya ketebalan lapisan penutup, nilai kalori batu baranya menjadi lebih tinggi dan kelembapan totalnya berkurang. Ini berarti bahwa kenaikan tekanan akibat peningkatan ketebalan lapisan penutup, juga memengaruhi kenaikan peringkat batu bara. Nilai reflektansi vitrinit beberapa lapisan batu bara ini meningkat dari atas ke bawah. Sebagai contoh, reflektansi vitrinit lapisan batu bara A di daerah Air Laya-Bukit Asam bertambah besar dari 0,42% di bagian atas, 0,44% di bagian tengah, dan 0,47% di bagian bawah. Hal ini dapat dikatakan bahwa peringkat batu bara ini bertambah naik dari lignit ke subbituminus.

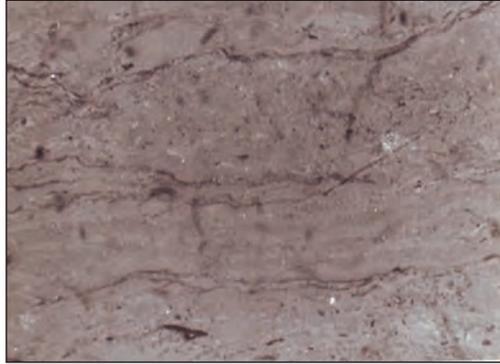
Tabel 6.2 Kelembapan Total, Nilai Kalori, dan Reflektansi Vitritinit Batu Bara Air Laya dan Suban (Soekarsono, 1982)

Lokasi	Lapisan	Kelembapan Total (% adb)	Nilai Kalori (kkal/kg)	Reflektansi Vitritinit (Rv maks %)
Air Laya	A1	21	5.507	0,42
	A2	22	5.616	0,44
	B1	21	5.823	0,44
	B2	20	5.888	0,45
	C	19	5.692	0,47
Suban	A1	6	7.330	0,77
	A2	5	7.637	0,69
	B1	3	7.964	1,40
	B2	3	6.834	2,05

2. Ombilin

Penelitian mikroskopis terhadap percontoh lapisan batu bara Ombilin (A, B1, B2, dan C) memperlihatkan bahwa semua lapisan batu bara ini didominasi oleh kandungan vitritinit dan liptinit dengan sedikit sekali inertinit.

Kandungan vitritinit dalam batu bara Ombilin antara 80% dan 96% atau rata-rata sekitar 90% (Santoso dan Dauly, 2007; Dauly dan Santoso, 2008). Detrovitritinit terlihat sebagai matriks lapisan-lapisan tipis telovitrinit dan liptinit (Gambar 6.6). Matriks detrovitritinit ini meliputi >50% dari semua vitritinit dalam batu bara Ombilin. Gelovitrinit (terutama korpovitrinit dan porigelinit) terdapat di semua lapisan batu bara Ombilin. Maseral-maseral ini biasanya berasosiasi dengan suberinit. Kandungan liptinit berkisar dari 2% hingga 14% (rata-rata 6%). Kutinit, resin, dan liptodetrinit merupakan maseral liptinit yang dominan. Sekalipun demikian, suberinit dan sporinit sangat dominan pada beberapa percontoh batu bara. Fluorinit, eksudatinit, dan alginit terdapat dalam jumlah yang sangat kecil. Kandungan kutinit mencapai >5% di setiap lapisan batu bara. Maseral ini kebanyakan hadir sebagai kutinit berdinding tipis (tenuikutinit). Kutinit ini berwarna oranye di bawah sinar fluoresen



Gambar 6.6 Fotomikro yang menunjukkan matriks detrovitrinit, lapisan tipis telovitrinit, dan kutinit. Lapisan batu bara B1, Rv maks=0,70%, lebar=0,22 mm, sinar pantul.

(Gambar 6.7.a dan 6.7.b), tetapi dalam beberapa hal, kutinit ini tidak memperlihatkan warna gelap dan hanya menampilkan warna abu-abu kehitaman. Liptodetrinit mencakup <6% dalam batu bara Ombilin dan berwarna kuning-oranye di bawah sinar fluoresen. Resinit terlihat sebagai tubuh kecil membulat dengan dimensi <0,06 mm, berwarna kuning kehijauan hingga kuning di bawah sinar fluoresen. Suberinit mencakup >2% di semua lapisan batu bara dan secara khusus memperlihatkan warna fluoresen oranye lemah. Namun dalam beberapa kenampakan, maseral ini tidak berfluoresen. Suberinit seperti ini susah sekali dibedakan dengan vitrinit. Sporinit memperlihatkan dominasi maseral liptinit dalam beberapa percontoh batu bara.

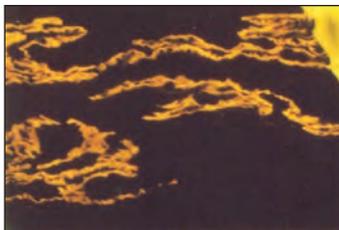
Maseral ini kebanyakan terbentuk sebagai miospora dan polen (serbuk sari) yang tersebar di semua lapisan batu bara Ombilin. Sporinit ini berwarna kuning hingga oranye di bawah sinar fluoresen. Fluorinit yang jarang ditemukan di batu bara ini berwarna kuning kehijauan di bawah sinar fluoresen. Alginit terdapat pada beberapa percontoh batu bara dengan kandungan sekitar 2%, berwarna kuning hingga oranye di bawah sinar fluoresen (Gambar 6.7.c dan 6.7.d).

Inertinit merupakan maseral yang sangat sedikit terlihat dalam batu bara Ombilin. Kandungan inertinit ini bervariasi dari 1% hingga

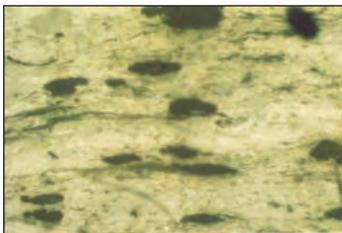
6.7.a



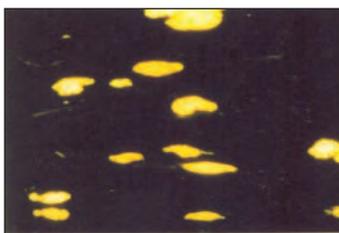
6.7.b



6.7.c



6.7.d



6.7.a Kutinit dalam vitrinit. Lapisan batu bara B1, Rv maks=0,65%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.

6.7.b Sama seperti Gambar 6.7.a, tetapi dengan menggunakan sinar fluoreesen.

6.7.c Batu bara yang kaya akan kandungan alginit dengan matriks detrovitrinit. Lapisan batu bara A, Rv maks=0,64%, lebar=0,14 mm, sinar pantul.

6.7.d Sama seperti Gambar 6.7.c, tetapi dengan menggunakan sinar fluoreesen.

Gambar 6.7 Fotomikro Maseral Liptinit dalam Batu Bara Ombilin

6%, dengan rata-rata sekitar 2% (Santoso dan Daulay, 2007; Daulay dan Santoso, 2008). Sklerotinit merupakan maseral dominan yang terlihat di dalam batu bara ini. Semifusinit terlihat sebagai lapisan-lapisan tipis dan lensa-lensa terisolasi dalam matriks detrovitrinit. Kandungan inertodetrinit hanya mencapai 1% di dalam batu bara ini, terlihat sebagai bentuk-bentuk menyudut dan tidak beraturan yang tersebar di semua lapisan batu bara Ombilin.

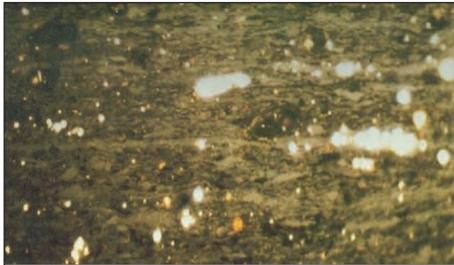
Mineral yang terlihat dalam batu bara Ombilin meliputi mineral lempung dan pirit, yang pada umumnya jarang ditemukan dan kandungannya hanya sekitar 1%, tetapi pada beberapa percontoh batu bara berisi >3%. Kebanyakan mineral ini terlihat sebagai butiran yang

tersebar di semua batu bara Ombilin. Pirit framboidal (Gambar 6.8) sangat umum terlihat pada batu bara ini.

Berdasarkan pada penjelasan kandungan maseral dan mineral dalam batu bara Ombilin, ada hal yang perlu digarisbawahi yaitu kandungan liptinit dan inertinit secara sistematis berhubungan erat dengan kandungan vitrinit. Kandungan liptinit dan inertinit menurun dengan kenaikan kandungan vitrinit. Sementara itu, kandungan liptinit tidak terkait dengan kandungan inertinit.

Nilai reflektansi vitrinit diambil dari percontoh batu bara Formasi Sawahlunto di lapangan batu bara Ombilin. Sebagian besar batu bara ini berperingkat bituminus zat terbang tinggi, dengan nilai reflektansi vitrinit 0,62–0,77%. Sekalipun demikian, ada satu percontoh berperingkat subbituminus dengan reflektansi vitrinit 0,55%. Batu bara ini berperingkat rendah karena pengaruh kehadiran alginit (Hutton dan Cook, 1980). Sebaliknya, peringkat batu bara pada beberapa percontoh batu bara di daerah ini meningkat tajam ke arah antrasit. Perubahan peringkat batu bara ini berasosiasi dengan efek panas yang ditimbulkan oleh intrusi lokal.

Seperti telah disebutkan pada bab sebelumnya, di daerah Ombilin ini ada tiga lapisan batu bara, berurutan dari atas ke bawah lapisan batu bara A, B, dan C. Reflektansi vitrinit terlihat sedikit bervariasi secara lateral. Reflektansi vitrinit untuk lapisan batu bara A berkurang



Gambar 6.8 Fotomikro batu bara kaya akan pirit yang berasosiasi dengan detrovitrinit dan liptinit. Lapisan batu bara B1, R_v maks=0,55%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.

ke arah selatan lokasi tambang, kemungkinan besar disebabkan oleh tingkat ketebalan lapisan penutup batu baranya. Semakin tebal lapisan penutupnya, semakin tinggi nilai reflektansi vitrinitnya, atau dengan perkataan lain, peringkat batu baranya semakin tinggi. Untuk

lapisan batu bara B1, B2, dan C, reflektansi vitrinitnya bertambah ke arah utara lokasi tambang. Seperti halnya dengan lapisan batu bara A, perbedaan nilai reflektansi vitrinit ini juga disebabkan oleh ketebalan lapisan penutup batu baranya. Jadi, dapat disimpulkan bahwa untuk ketiga lapisan A, B, dan C, ke arah utara lapisan penutupnya makin menebal.

B. KALIMANTAN

Analisis maseral dilakukan terhadap batu bara Paleogen dan Neogen dari lapangan batu bara di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan. Secara umum, batu bara ini terdiri atas vitrinit dan liptinit dengan sedikit inertinit (Thomas, 2002; Santoso dan Daulay, 2008; Belkin dkk., 2009; Santoso and Daulay, 2009; Santoso dan Ningrum, 2010; Widodo dkk., 2010; Santoso, 2011; Santoso dan Utoyo, 2012a, 2012b). Kandungan vitrinit dan inertinit sedikit berkurang dari batu bara Neogen ke Paleogen. Sebaliknya, kandungan liptinit dan mineral bertambah sedikit dari batu bara Neogen ke Paleogen. Liptinit dalam batu bara Paleogen berwarna kuning sampai oranye di bawah sinar fluoresen, sedangkan dalam batu bara Neogen berwarna hijau sampai kuning. Sporinit sangat dominan dalam batu bara Paleogen, tetapi sangat jarang dalam batu bara Neogen. Eksudatinit terlihat dalam beberapa batu bara Paleogen.

Selain analisis maseral, reflektansi vitrinit juga dilakukan terhadap batu bara Paleogen dan Neogen dari Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan. Secara umum, peringkat batu bara Tersier dari daerah ini bergantung erat sekali pada umur geologisnya. Pengukuran reflektansi vitrinit terhadap batu bara Paleogen daerah ini mengindikasikan bahwa ada perbedaan peringkat secara signifikan antara batu bara Paleogen dan Neogen. Batu bara Paleogen berperingkat subbituminus hingga bituminus zat terbang tinggi, dengan nilai reflektansi vitrinit 0,53–0,67%; sedangkan batu bara Neogen berkisar dari lignit hingga subbituminus, dengan nilai reflektansi vitrinit 0,30–0,57%.

Analisis proksimat terhadap batu bara Paleogen dan Neogen Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan yang dilakukan oleh beberapa penulis seperti van Bemmelen (1970), Hardjono dan Syarifuddin (1983), Roeslan (1984), serta Santoso dan Daulay (2005a,b) mengindikasikan bahwa dengan kenaikan umur geologis, energi spesifiknya menjadi lebih tinggi dan kelembapan airnya menjadi berkurang (Tabel 6.3).

Secara umum, di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan peringkat batu bara Paleogen lebih tinggi dibandingkan dengan batu bara Neogen. Namun, ternyata hal tersebut tidak berlaku untuk batu bara di sebelah barat Samarinda. Di daerah ini, batu bara Neogen memiliki nilai reflektansi vitrinit tinggi ($>0,57\%$). Van Bemmelen (1970), Hardjono dan Syarifuddin (1983), Roeslan (1984) serta Santoso dan Daulay (2005a,b) menyatakan bahwa batu bara Neogen ini memiliki reflektansi vitrinit tinggi secara abnormal dan persentase kelembapan air yang rendah. Batu bara ini tidak dapat disamakan dengan batu bara Paleogen dalam kasus ini. Batu bara Neogen ini ditafsirkan berasosiasi erat dengan pemanasan lokal yang berasal dari intrusi batuan beku.

Reflektansi vitrinit bertambah tinggi pada lapisan batu bara yang lebih tua di Cekungan Barito. Batu bara Neogen memiliki nilai reflektansi vitrinit dengan kisaran 0,30% hingga 0,47%. Reflektansi vitrinit pada batu bara Miosen bernilai lebih tinggi dibandingkan dengan batu bara Pliosen. Batu bara Paleogen mempunyai nilai reflektansi vitrinit dengan kisaran 0,53% hingga 0,64%.

Tabel 6.3 Hubungan Antara Reflektansi Vitrinit, Energi Spesifik, dan Kelembapan Air Batu Bara Kalimantan

Umur	Energi Spesifik (kkal/kg)	Kelembapan Air Total (% adb)	Rv Maks (%)
Neogen	5.000–6.000	8–20	0,30–0,57
Paleogen	6.400–7.000	3–7	0,53–0,67

1. Paleogen

Vitrinit merupakan maseral yang dominan dalam batu bara Paleogen, baik di Kalimantan Timur maupun di Kalimantan Selatan. Kandungan vitrinit di Kalimantan Timur berkisar 80% hingga 88%, dengan rata-rata 84% dan di Kalimantan Selatan antara 76% dan 94%, dengan rata-rata 83%. Kandungan liptinit di Kalimantan Timur antara 6% dan 13% (rata-rata 10%), dan di Kalimantan Selatan antara 3% dan 19% (rata-rata 12%). Liptinit ini berwarna kuning-oranye di bawah sinar fluoresen. Inertinit jarang terlihat dalam batu bara Paleogen ini, tetapi dalam beberapa percontoh batu bara, maseral ini menunjukkan kandungan >5%. Mineral berupa lempung dan pirit sering dijumpai dalam batu bara ini dengan kandungan >5%.

Telovitrinit teramati sebagai lapisan tipis dalam matriks detrovitrinit. Gelovitrinit (terutama korpovitrinit dan porigelinit) tersebar di semua batu bara. Maseral ini biasanya berasosiasi dengan suberinit.

Liptinit dalam batu bara Paleogen didominasi oleh kutinit, sporinit, dan resinit. Namun, suberinit dan liptodetrinit sangat dominan pada beberapa percontoh batu bara. Eksudatinit hanya terlihat pada beberapa percontoh batu bara.

Kandungan resinit sekitar 3% ditemukan di batu bara Kalimantan Timur dan >7% di Kalimantan Selatan. Resinit ini umumnya terjadi sebagai bulatan kecil yang mengisi rongga-rongga sel, berwarna kuning-oranye di bawah sinar fluoresen, seperti terlihat pada Gambar 6.9.a dan 6.9.b. Kutinit dengan warna kuning-oranye dalam sinar fluoresen terdapat <6% dalam percontoh batu bara. Sporinit yang mengisi <6% dalam batu bara Kalimantan Selatan dan 3% dalam batu bara Kalimantan Timur tersebar merata di semua percontoh batu bara, meskipun beberapa lensa yang kaya maseral ini terbentuk setempat-setempat. Maseral ini berwarna kuning-oranye, seperti terlihat pada Gambar 6.9.c dan 6.9.d. Suberinit juga hadir pada semua percontoh batu bara, tetapi kandungannya <2%. Suberinit ini berwarna kuning pucat-oranye, tetapi pada beberapa percontoh

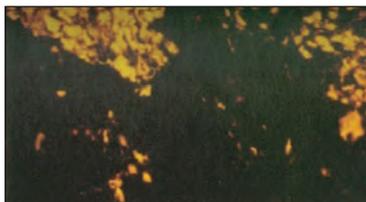
batu bara tidak memperlihatkan warna seperti ini dan terlihat warna abu-abu kehitaman.

Semifusinit, sklerotinit, dan inertodetrinit merupakan maseral inertinit yang dominan, sedangkan fusinit dan mikrinit hanya terdapat pada beberapa percontoh batu bara. Semifusinit umumnya terlihat sebagai lapisan tipis atau lensa yang terisolasi dalam massa dasar detrovitrinit, dengan kandungan sekitar 2%. Kandungan sklerotinit mencapai 1–2%, tersebar di semua percontoh batu bara, tetapi terkadang terkonsentrasi secara lokal. Inertodetrinit terkandung dengan jumlah <2% yang tersebar merata di semua percontoh batu bara. Fusinit terlihat sebagai lensa-lensa yang terisolasi.

6.9.a



6.9.b



6.9.c



6.9.d



6.9.a Resinit mengisi rongga-rongga sel dalam vitrinit. Batu bara Paleogen, Kalimantan Timur, Rv maks=0,57%, lebar=0,22 mm, sinar pantul.

6.9.b Sama seperti Gambar 6.9.a, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen.

6.9.c Sporinit berasosiasi dengan resinit dalam vitrinit. Batu bara Paleogen, Kalimantan Selatan, Rv maks=0,53%, lebar=0,44 mm, sinar pantul.

6.9.d Sama seperti Gambar 6.9.c, tetapi dengan menggunakan sinar fluoresen.

Gambar 6.9 Fotomikro Maseral Liptinit dalam Batu Bara Paleogen Kalimantan Timur dan Selatan.

Mineral lempung dan pirit merupakan mineral yang sering ditemukan dalam batu bara Paleogen. Kandungan mineral-mineral ini berkisar dari 1% hingga 6%, dengan kandungan rata-rata sebesar 3%. Sekalipun demikian, ada juga satu percontoh yang mengandung 11% mineral dalam batu bara ini. Mineral-mineral ini terlihat sebagai butiran-butiran membulat yang tersebar di semua batu bara dan pada beberapa kasus, mineral-mineral tersebut mengisi rongga-rongga sel maseral vitrinit. Kandungan liptinit dan inertinit dalam batu bara Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan secara sistematis terkait dengan kandungan vitrinit. Kandungan liptinit dan inertinit berkurang seiring dengan kenaikan kandungan vitrinit. Kandungan liptinit tidak terkait dengan kandungan inertinit.

Pengukuran reflektansi vitrinit dilakukan terhadap batu bara Paleogen dari Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan. Nilai reflektansi vitrinit ini antara 0,53% dan 0,67%. Reflektansi vitrinit batu bara Paleogen Kalimantan Timur lebih tinggi dibandingkan dengan batu bara Paleogen Kalimantan Selatan. Meskipun demikian, van Bemmelen (1970) dan Roeslan (1984) melaporkan bahwa spesifik energi atau nilai kalori batu bara di daerah-daerah tersebut sama (7.000 kkal/kg). Kisaran nilai reflektansi batu bara Paleogen Kalimantan Timur adalah 0,57–0,67%, sedangkan batu bara Paleogen Kalimantan Selatan adalah 0,53–0,64%.

Beberapa percontoh batu bara Formasi Tanjung dari daerah Banjarbaru memperlihatkan kenaikan nilai reflektansi vitrinit dari lapisan batu bara atas hingga ke bawah. Perubahan nilai ini disebabkan oleh lapisan penutup batu bara yang lebih tebal pada lapisan batu bara yang lebih dalam posisinya di bawah permukaan tanah. Jadi, semakin tua posisi lapisan batu bara dalam sekuen stratigrafisnya, semakin tinggi nilai reflektansi vitrinitnya. Tren reflektansi vitrinit batu bara Paleogen Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan adalah sama, yakni nilai reflektansi vitrinitnya sedikit bertambah tinggi dari atas ke bawah pada suatu sekuen stratigrafisnya.

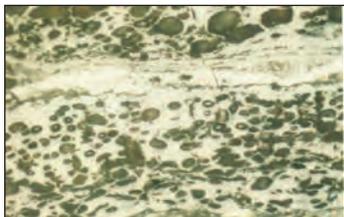
2. Neogen

Studi petrografis terhadap percontoh batu bara Neogen dari Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan memperlihatkan bahwa semua percontoh batu baranya memiliki kandungan vitrinit yang tinggi, sedikit liptinit, dan jarang inertinit. Mineral, terutama lempung dan pirit, umum ditemukan dalam batu bara ini.

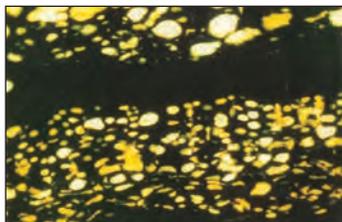
Vitrinit dalam batu bara Neogen dari Kalimantan Timur berkisar dari 75% hingga 95%, dengan rata-rata 86%; dan di batu bara Neogen Kalimantan Selatan antara 87% dan 90%, dengan rata-rata 88%. Maseral ini secara umum terbentuk sebagai lapisan-lapisan tebal dengan massa dasar detrovitrinit yang berselang-seling dengan lapisan tipis telovitrinit. Dalam beberapa kasus, telovitrinit masif dan tebal terdapat dalam batu bara yang didominasi oleh kandungan detrovitrinit. Gelovitrinit, termasuk korpovitrinit dan porigelinit, terbentuk sebagai massa yang kecil di semua batu bara.

Liptinit dalam batu bara Neogen Kalimantan Timur bervariasi dari 2% hingga 15%, dengan rata-rata 8%, dan di batu bara Kalimantan Selatan antara 5% dan 8%, dengan rata-rata 6%. Resinit, kutinit, dan suberinit merupakan maseral liptinit yang dominan, sedangkan sporinit, liptodetrinit, dan fluorinit sangat jarang ditemukan dalam batu bara ini. Eksudatinit terlihat dalam jumlah yang kecil pada beberapa percontoh batu bara. Kandungan resinit bervariasi antara 1% dan 6%, dengan rata-rata 2%. Resinit ini terlihat sebagai bulatan-bulatan kecil dengan diameter <0,06 mm di semua percontoh batu bara. Beberapa resinit mengisi rongga-rongga sel vitrinit dan membentuk lapisan-lapisan tipis (Gambar 6.10.a dan 6.10.b). Maseral ini berwarna kuning kehijauan dalam sinar fluoresen. Kutinit yang terdiri atas kulit ari tebal dan tipis mengisi <7% dalam beberapa percontoh batu bara Neogen. Kutinit ini berwarna kuning cerah-oranye di bawah sinar fluoresen, seperti terlihat pada Gambar 6.10.c dan 6.10.d. Suberinit berwarna kuning gelap terkandung sedikit (<1%) di dalam beberapa percontoh batu bara. Suberinit ini biasanya berasosiasi dengan korpovitrinit. Fluorinit sangat umum dijumpai

6.10.a



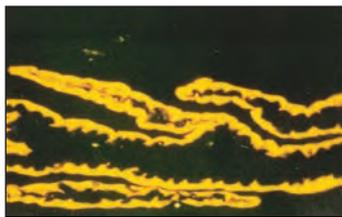
6.10.b



6.10.c



6.10.d



6.10.a Resinit di dalam rongga-rongga sel yang berasosiasi dengan telovitrinit. Batu bara Neogen, Kalimantan Timur, Rv maks=0,46%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.

6.10.b Sama seperti Gambar 6.10.a, tetapi dengan menggunakan sinar fluorezen.

6.10.c Kutininit dengan dinding tebal di dalam vitrinit. Batu bara Neogen, Kalimantan Timur, Rv maks=0,45%, lebar=0,28 mm, sinar pantul.

6.10.d Sama seperti Gambar 6.10.c, tetapi dengan menggunakan sinar fluorezen.

Gambar 6.10 Fotomikro Maseral Liptinit dalam Batu Bara Neogen Kalimantan Timur

dalam batu bara Neogen (<4%). Maseral ini kebanyakan terbentuk sebagai lensa-lensa gelap dan biasanya berasosiasi dengan resinit. Fluorinit ini berwarna kuning kehijauan di bawah sinar fluorezen. Liptodetrinit tersebar merata di semua percontoh batu bara dan kandungannya hanya mencapai <1%. Maseral ini berwarna kuning di bawah sinar fluorezen.

Inertinit jarang ditemukan dalam batu bara Neogen, tetapi beberapa percontoh batu bara mengandung >5%. Semifusinit merupakan maseral inertinit yang dominan, biasanya terbentuk sebagai lapisan-lapisan tipis atau lensa-lensa yang terisolasi dalam massa dasar

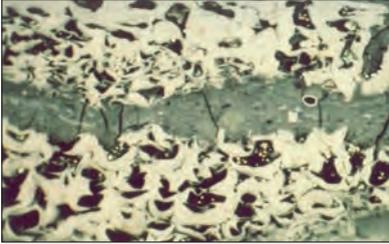
detrovitrinit. Pada beberapa kasus, semifusinit terlihat sebagai lapisan-lapisan tipis dan tebal yang berselang-seling dengan lapisan tipis telovitrinit (Gambar 6.11.a). Sklerotinit hanya teramati sebanyak <1% dan pada beberapa percontoh batu bara terlihat sebanyak <2%. Sklerotinit ini tersebar di semua percontoh batu bara, tetapi ada beberapa yang terkonsentrasi setempat-setempat (Gambar 6.11.b).

Inertodetrinit (<4%) tersebar di semua percontoh batu bara. Fusinit, mikrinit, dan makrinit terdeteksi dalam jumlah sangat kecil (<1%) pada beberapa percontoh batu bara.

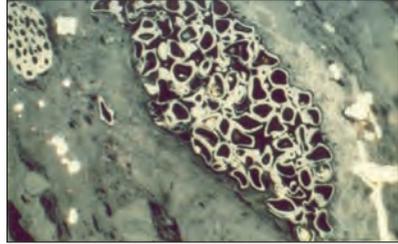
Kandungan liptinit dan inertinit dalam batu bara Neogen Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan secara sistematis terkait dengan kandungan vitrinit. Kandungan liptinit dan inertinit berkurang seiring dengan peningkatan kandungan vitrinit. Kandungan liptinit ini tidak terkait dengan kandungan inertinit.

Reflektansi vitrinit batu bara Neogen Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan bernilai relatif sama, yakni antara 0,30% dan 0,47%, meskipun nilai reflektansi vitrinit pada beberapa batu bara di sebelah barat Samarinda lebih tinggi (0,48–0,57%). Van Bemmelen (1970) dan Roeslan (1984) seperti pada penjelasan sebelumnya menyatakan bahwa analisis kimia dan proksimat batu bara Neogen dari Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan adalah sama. Secara umum dapat dijelaskan bahwa reflektansi vitrinit di dua daerah tersebut bertambah tinggi dari bawah ke atas dalam suatu sekuen stratigrafis. Hal ini disebabkan ketebalan lapisan penutup batu baranya. Semakin tebal lapisan penutup batu bara, semakin tinggi nilai reflektansi vitrinitnya.

6.11.a



6.11.b



6.11.a Batu bara yang kaya akan kandungan inertinit (terutama semifusinit). Detrovitrinit terlihat pada lapisan tengah. Batu bara Neogen, Kalimantan Timur, Rv maks=0,46%, lebar=0,44 mm, sinar pantul.

6.11.b Sklerotinit, pirit, dan vitrinit. Batu bara Neogen, Kalimantan Timur, Rv maks=0,47%, lebar=0,34 mm, sinar pantul.

Gambar 6.11 Fotomikro Maseral Batu Bara Neogen Kalimantan Timur

BAB 7

APLIKASI PETROLOGI

BATU BARA

Setelah memahami karakteristik batu bara berdasarkan aspek petrologisnya, berikut ini akan dibahas aplikasi petrologi batu bara untuk beragam kepentingan pemanfaatannya. Sudah banyak penulis yang melaporkan tentang aplikasi petrologi batu bara ini, seperti Stach dkk. (1982); Diessel (1992); Thomas (2002); Suárez-Ruiz dan Crelling (2008); Miller (2005, 2011); Bell, Towler, dan Fan (2011).

Sifat-sifat batu bara bergantung pada parameter geologis yang berpengaruh terhadap pembentukannya. Parameter-parameter tersebut yang terutama adalah peringkat dan tipe batu baranya, seperti sudah dijelaskan dengan detail oleh Stach dkk. (1982), Ward (1984), Diessel (1992), Taylor dkk. (1998), Scott (2002), Thomas (2002), dan Moore dan Shearer (2003).

Peringkat batu bara mencerminkan derajat metamorfisme atau derajat pembatubaraan yang merefleksikan kedalaman penimbunan dan gradien geotermal yang ada pada saat terjadi proses pembatubaraan di dalam suatu cekungan. Masa hancuran tetumbuhan atau gambut merupakan permasalahan pokok selama waktu penimbunannya, yang bergantung pada temperatur. Pada umumnya batu bara merefleksikan kedalaman penimbunan dan gradien geotermal yang ada pada saat terjadi proses pembatubaraan di dalam suatu cekungan. Sekalipun demikian, aliran panas yang berasal dari intrusi batuan beku di daerah sekitar endapan batu bara tersebut juga berperan sangat penting dalam menentukan peringkat batu bara.

Jenis batu bara menunjukkan sifat dasar asal mula hancuran tetumbuhan, termasuk campuran komponen-komponen tanaman (kayu, daun, ganggang dan sebagainya), dan derajat degradasi sebelum terjadi penimbunan. Komponen-komponen tumbuhan tersebut yang terdapat dalam batu bara disebut sebagai maseral, yang merupakan dasar-dasar studi petrologi batu bara.

Endapan batu bara potensial pada umumnya terjadi pada zaman Karbon di Eropa dan Amerika bagian utara serta Perem di Australia, India, dan Amerika Selatan. Batu bara Karbon dan Perem juga terjadi di Cina. Batu bara Mesozoikum dan Jura terdapat di Australia dan Cina. Batu bara Kapur terdapat di Amerika Utara. Batu bara dengan sumber daya potensial terdapat di Eropa, Amerika Utara, Asia, Australia, dan Indonesia dalam umur Paleogen dan Neogen. Seperti sudah dijelaskan pada bab-bab sebelumnya, batu bara Paleogen dan Neogen potensial di Indonesia yang sudah dieksploitasi hingga kini terdapat di Sumatra (Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Ombilin) dan Kalimantan (Cekungan Kutai dan Cekungan Barito).

Pembahasan aplikasi petrologi batu bara, terutama yang terkait dengan peringkat dan tipe, akan dibahas secara umum sebagai berikut.

A. PROSES-PROSES TEKNIS

Petrologi batu bara dapat diterapkan pada proses-proses teknis seperti perolehan dan preparasi batu bara (Stach dkk., 1982; Diessel, 1992; Thomas, 2002; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Penerapan petrologi batu bara ini dapat memecahkan permasalahan pada proses-proses teknis tersebut karena alasan ekonomis. Hal ini merupakan kesempatan yang baik bagi ahli petrologi batu bara berperan dalam memberikan informasi secara cepat untuk mengurangi biaya eksplorasi dibandingkan dengan menggunakan metode-metode lainnya. Penerapan cara ini merupakan usaha yang kuat untuk petrologi batu bara apabila kelak penelitian mikroskopis ini menjadi cara

untuk mencapai tujuan dalam menerapkan pemecahan permasalahan proses-proses di atas.

Batu bara yang sangat keras berpengaruh pada operasi penambangannya. Kekerasan ini disebabkan oleh lapisan durain atau kandungan mineral yang tinggi dalam batu bara. Lapisan durain ini sangat mudah diamati secara megaskopis. Penentuan penyebaran kekerasan pada lapisan batu bara dari atas ke bawah dapat memberikan pedoman dalam memilih peralatan tambang yang akan digunakan dan dapat memberikan gambaran rencana penambangan lapisan batu bara tersebut.

Istilah ukuran dipakai untuk memerikan pemisahan batu bara pada fraksi-fraksi ukuran yang berbeda, seperti *lump* (>80–120 mm), *nut* (80–6 mm), *small* (6–0,5 mm), dan *dust* (<0,5 mm). Pada batu bara berlapis-lapis tipis yang tidak berupa lapisan litotipe hitam cerah (*vitrain*) dan hitam kusam (*durain*), komposisi maseral *lump*, *nut*, dan *small* secara praktis adalah sama. Sebaliknya, lapisan batu bara berupa satu atau lebih lapisan durain >10 mm, terutama pada batu bara peringkat rendah, cenderung terkonsentrasi dalam *nut*; apabila lapisan durain tebal terkonsentrasi dalam *lump*. Sementara untuk batu bara berupa lapisan tebal litotipe hitam cerah, secara umum vitrain terkonsentrasi dalam *small*. Kandungan tinggi *fusain* yang lunak dalam bentuk lapisan-lapisan atau lensa-lensa terkonsentrasi dalam *dust*. Penerapan petrologi batu bara untuk proses-proses teknis sudah dilakukan dengan baik pada pertambangan batu bara Cekungan Sumatera Selatan di Bukit Asam dan Cekungan Ombilin di Sawahlunto. Penerapan metode ini juga sudah diterapkan pada tambang batu bara skala nasional yang terdapat di Kalimantan.

Penerapan petrologi batu bara untuk mengurangi kandungan sulfur dalam batu bara yang sudah dibersihkan bisa dilakukan apabila penggerusan batu bara memunculkan pirit dalam ukuran kasar dan bukan dalam bentuk tumbuh bersama dalam batu bara. Semakin kecil pirit terkandung dalam butiran batu bara dan semakin kecil konsentrasinya, semakin sulit pula cara membuangnya. Pada batu

bara kokas, untuk mengurangi kandungan sulfur, tidak hanya sulfur dalam bentuk sulfida tetapi kandungan total sulfur, yakni sulfur organik dan sulfur yang berasosiasi dengan sulfida dan sulfat. Penentuan sulfur organik dengan menggunakan pengamatan mikroskopis dapat mengindikasikan proporsi butiran-butiran yang terdiri atas kaya pirit dan miskin pirit. Butiran-butiran kaya akan pirit ini sangat mudah dipisahkan dari batu baranya tetapi sebaliknya butiran miskin pirit sangat sulit dipisahkan. Usaha mengurangi kandungan sulfur dalam batu bara ini sudah dilakukan, di antaranya oleh Miller (2011) dan Puslitbang *tek*MIRA Bandung dalam mendukung teknologi batu bara bersih yang ramah lingkungan. Sebagai catatan, potensi batu bara yang sangat besar di Indonesia, secara umum berperingkat rendah (lignit dan subbituminus) dan mengandung bahan pengotor seperti pirit, mineral lempung, kuarsa, dan kalsit. Untuk alasan ini, institusi kelitbang tersebut selama ini terus berusaha dalam mendukung pemanfaatan batu bara yang ramah lingkungan.

B. IDENTIFIKASI LAPISAN BATU BARA

Secara umum, endapan batu bara terdiri atas beberapa lapisan yang identifikasinya tidak hanya untuk kepentingan praktis dalam melakukan eksplorasi batu bara tetapi juga sangat penting dalam perencanaan operasi penambangan.

Lapisan batu bara dapat diidentifikasi dengan dua cara, yakni dengan pengujian terhadap lapisan pembawa batu bara dan lapisan batu bara itu sendiri. Cara pertama, kriteria petrologis misalnya melalui karakteristik petrologi sedimen terhadap aspek flora dan fauna, pengujian terhadap lapisan horizon mengandung sisa tumbuh-tumbuhan dan mikrofauna pada bagian atas lapisan batu bara. Pada batuan sedimen marin yang terletak di atas lapisan batu bara, fosil sefalopoda mengindikasikan zona terbatas karena mikrofauna ini berumur relatif pendek. Mikrofauna ini adalah hewan laut yang muncul secara tiba-tiba dan bertahan hidup dalam kurun yang relatif singkat dan selanjutnya hilang secara cepat. Jadi, mikrofauna dapat

dimanfaatkan untuk mengidentifikasi lapisan batu bara (Stach dkk., 1982; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Di Kalimantan, fenomena ini terdapat di daerah Tanjung Mangkalihat, Kutai Timur, Kalimantan Timur (Santoso dan Ningrum, 2010).

Cara kedua dalam mengidentifikasi lapisan batu bara adalah dengan melakukan analisis petrografis batu bara. Pada endapan batu bara paralik, ketebalan lapisan batu bara dan lapisan-lapisan tipis pengotor dapat dimanfaatkan untuk mengidentifikasi lapisan batu bara. Cara seperti ini sering dimanfaatkan untuk mengorelasikan lapisan batu bara yang sama. Di Sumatra (Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Ombilin) dan Kalimantan (Cekungan Kutai dan Cekungan Barito) cara ini paling sering digunakan untuk mengorelasikan lapisan batu bara yang sama (Santoso dan Daulay, 2005a, 2005b; Susilawati dan Ward, 2006; Daulay dan Santoso, 2008; Santoso dan Daulay, 2008, 2009; Belkin dkk., 2009; Sosrowidjojo dan Saghafi, 2009; Santoso dan Ningrum, 2010; Singh dkk., 2010; Santoso, 2011; Santoso dan Utoyo, 2012a,b). Lapisan batu bara di Sumatra secara umum didominasi oleh vitrinit dan liptinit serta jarang sekali ditemukan inertinit. Kandungan mineral dalam lapisan batu bara ini juga sedikit (<5%). Karakteristik komposisi maseral ini sangat baik dimanfaatkan untuk mengorelasikan lapisan batu bara yang sama. Di Kalimantan, lapisan batu baranya tersusun terutama oleh vitrinit dan liptinit serta sedikit inertinit. Mineral yang terkandung relatif lebih besar dibandingkan dengan batu bara Sumatra.

Selain menggunakan karakteristik komposisi maseral dan mineral untuk mengorelasikan lapisan batu bara, litotipe batu bara juga bisa dimanfaatkan untuk mengorelasikan lapisan batu bara. Secara umum, lapisan batu bara di Sumatra dan Kalimantan didominasi oleh litotipe vitrain (hitam cerah) dan klarain (hitam agak cerah) serta sedikit durain (hitam kusam). Litotipe vitrain dan klarain ini berasosiasi erat dengan kandungan maseral vitrinit, sedangkan litotipe durain terkait erat dengan maseral inertinit. Lapisan batu bara dengan litotipe vitrain dan klarain di daerah Tanjung, Kalimantan Selatan, disisipi oleh lapisan *tonstein* (kaolinit) tipis. Lapisan ini bisa diman-



Gambar 7.1 Lapisan Tipis Tonstein (Kaolinit) dalam Lapisan Batu Bara di Daerah Tanjung, Cekungan Barito, Kalimantan Selatan.

faatkan sebagai lapisan petunjuk atau horizon untuk mengorelasikan lapisan batu bara di daerah ini (Gambar 7.1).

Peringkat batu bara berdasarkan nilai reflektansi vitrinit bisa juga digunakan untuk mengidentifikasi lapisan batu bara tetapi dilakukan pada daerah dengan luasan relatif kecil, misalnya dalam lokasi tambang batu bara. Di Sumatra, peringkat batu bara ini dimanfaatkan dalam mengorelasikan lapisan batu bara antrasit di sekitar lokasi intrusi andesit di daerah tambang batu bara Bukit Asam, Sumatra Selatan. Untuk batu bara lignit dan subbituminus, korelasi lapisan batu bara dilakukan di luar area intrusi andesit tersebut. Analisis proksimat juga bisa dimanfaatkan untuk menentukan peringkat batu bara. Hal ini juga dilakukan untuk mengidentifikasi dan mengorelasikan lapisan batu bara di Bukit Asam ini, dan lapisan batu bara di Ombilin, terutama untuk batu bara antrasit, bituminus, lignit, dan subbituminus (Gambar 7.2 dan Gambar 7.3).

Identifikasi lapisan batu bara dengan menggunakan karakteristik petrografis dan analisis proksimat memperlihatkan hasil yang baik, terutama dalam usaha mengorelasikan lapisan batu bara. Bukti-bukti



Gambar 7.2 Lapisan Batu Bara Subbituminus di Daerah Tambang Batu Bara Bukit Asam, Cekungan Sumatra Selatan.



Gambar 7.3 Lapisan Batu Bara Bituminus di Daerah Tambang Batu Bara Ombilin, Cekungan Ombilin, Sumatra Barat.

ini sudah diperlihatkan pada penjelasan di atas. Sekalipun demikian, pengorelasian lapisan batu bara terkadang mengalami kesulitan karena ada beberapa lapisan batu bara yang tidak memperlihatkan keseragaman kandungan maseral dan mineralnya. Untuk memecahkan permasalahan ini diperlukan indikator lain, seperti lapisan horizon dan lapisan pembawa batu baranya. Di Bukit Asam (Sumatra Selatan) dan Tanjung (Kalimantan Selatan) kehadiran lapisan tipis *tonstein* yang terletak di dalam lapisan batu bara sangat membantu dalam usaha mengidentifikasi dan mengorelasikan lapisan batu bara ini. Untuk daerah-daerah lain di Sumatra dan Kalimantan, aplikasi petrologis untuk mengidentifikasi dan mengorelasikan lapisan batu bara terkadang mengalami kesulitan karena ketidakseragaman dalam aspek komposisi maseral dan litotipe batu baranya. Untuk memecahkan permasalahan ini diperlukan kecermatan dalam mengidentifikasi lapisan pembawa batu bara dan sekuen stratigrafisnya.

C. PERMASALAHAN GEOLOGIS

Analisis petrografi batu bara bisa diterapkan dalam mengidentifikasi fosil mikro yang secara stratigrafis terbentuk bersamaan dengan proses pematubaraan (Stach dkk., 1982; Diessel, 1992). Analisis tersebut sangat penting dalam mengidentifikasi *tonstein* yang banyak hadir dalam cekungan-cekungan pembawa batu bara. *Tonstein* ini yang biasanya tipis dan ketebalannya hanya mencapai beberapa sentimeter bisa dimanfaatkan sebagai lapisan horizon/lapisan kunci stratigrafis. Lapisan horizon *tonstein* ini ditemukan di daerah tambang batu bara Bukit Asam pada Cekungan Sumatra Selatan dan tambang batu bara di daerah Tanjung pada Cekungan Barito. Lapisan horizon ini sudah dimanfaatkan dalam mengidentifikasi dan mengorelasikan lapisan batu bara di daerah-daerah tersebut.

Secara umum, peringkat batu bara bertambah tinggi dengan bertambahnya kedalaman. Batuan sedimen pembawa batu bara muda dan tua dari suatu daerah dapat dibedakan satu dengan lainnya berdasarkan derajat pematubaraan bahan-bahan organik yang

terdapat dalam batuan tersebut. Fenomena ini dapat diterapkan pada sekuen stratigrafis yang tidak mengandung atau miskin akan fosil mikro. Apabila tren peringkat batu bara secara lateral dan vertikal di dalam cekungan sedimen sudah diketahui, umur sekuen stratigrafis dapat ditentukan berdasarkan pada data peringkat batu bara. Dengan demikian, profil dan peta peringkat batu bara mempunyai peran penting dalam melakukan studi cekungan sedimen pembawa batu bara. Contoh kasus seperti hal tersebut sangat umum ditemukan pada lapangan batu bara di Sumatra dan Kalimantan.

Profil peringkat batu bara diperoleh dari studi lubang bor yang menginformasikan rata-rata peringkat batu bara yang bertambah besar seiring dengan penambahan kedalamannya. Peta-peta pembatubaraan menggambarkan variasi peringkat secara regional lapisan batu bara atau suatu lapisan horizon. Pada daerah yang kurang memiliki data geologis, lapisan horizon yang lebih muda atau lebih tua dapat digunakan untuk menafsirkan derajat pembatubarannya pada peta tersebut. Lapisan horizon yang umum dijumpai di daerah Bukit Asam (Cekungan Sumatra Selatan) dan Tanjung (Cekungan Barito) merupakan contoh terbaik untuk diamati dan dipelajari dalam identifikasi dan korelasi lapisan batu bara.

Struktur tektonik suatu daerah terkadang bisa dijelaskan dengan menggunakan data pengukuran peringkat batu bara. Pada kedalaman yang sama, sinklin dicirikan oleh peringkat batu bara rendah dan antiklin oleh peringkat yang lebih tinggi. Selain itu, data peringkat batu bara ini dapat dipakai untuk menafsirkan perkembangan struktur dan paleogeografis (Wolf, 1972; Paproth dan Wolf, 1973). Contoh yang sangat umum ditemukan dalam fenomena seperti ini adalah lapisan batu bara di Cekungan Kutai, di daerah sekitar Samarinda. Antiklin di daerah ini sering terlihat sebagai antiklin terlipat kuat dan mengalami penyesaran pada bagian puncaknya. Di bagian puncak antiklin ini, lapisan batu baranya memiliki peringkat yang lebih tinggi dibandingkan dengan lapisan batu bara di sisi sinklinnya pada lapisan yang sama.

Studi peringkat batu bara terhadap inti pengeboran bisa mendeteksi sesar dengan pergeseran >100 m (Stach dkk., 1982). Pada sekuen stratigrafis, peringkat batu bara bertambah secara reguler dengan kedalamannya. Dengan demikian, sesar terbalik (*reverse fault*) bisa dideteksi dari profil peringkat batu bara berdasarkan data lubang pengeboran tersebut, yakni dengan kehadiran perubahan peringkat yang lebih rendah. Dalam kasus sesar normal, peringkat batu bara bertambah tinggi secara mendadak di bawah bidang sesar. Contoh-contoh kasus seperti ini sering ditemukan pada lapangan batu bara yang terdapat di Sumatra dan Kalimantan. Di daerah Sumatra, bidang sesar yang mematahkan lapisan batu bara di daerah Bukit Asam, secara umum memperlihatkan peringkat batu bara yang lebih tinggi dibandingkan dengan lapisan batu bara yang sama, tetapi tidak mengalami penyesaran tersebut. Di daerah Kalimantan, fenomena seperti hal tersebut di atas juga sering dijumpai di Cekungan Kutai (Kalimantan Timur) dan Cekungan Barito (Kalimantan Selatan).

Paleogeografi pada suatu daerah kemungkinan besar dapat direkonstruksi apabila peringkat batu bara suatu horizon stratigrafis sudah ditentukan pada daerah yang luas dengan menggunakan data studi mikroskopis batu bara. Tepi cekungan biasanya memperlihatkan peringkat batu bara yang relatif rendah sedangkan di bagian tengah cekungan berperingkat lebih tinggi pada unit stratigrafis yang sama. Contoh fenomena seperti terdapat pada Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Ombilin, dengan peringkat batu bara yang tidak terpengaruh oleh intrusi andesit berupa subbituminus dan bituminus, sedangkan di tepian cekungan-cekungan tersebut berupa lignit.

D. INDIKATOR LINGKUNGAN PENGENDAPAN

Lingkungan pengendapan batu bara adalah tempat atau kompleks geografis pengendapan batu bara yang secara sedimentologis terletak pada sungai teranyam berkerikil, sungai teranyam berpasir, lembah aluvial dan delta atas, delta bawah, pantai, dan muara (Diessel, 1992; Moore dan Shearer, 2003; dan Pusat Penelitian dan Pengembangan

Teknologi Mineral dan Batu Bara, 2009). Penjelasan tentang lingkungan pengendapan berikut ini hanya akan difokuskan dengan hal-hal yang terkait dengan litotipe, maseral, dan mineral.

Sungai teranyam berkerikil meliputi hulu sungai, gundukan kerikil, alur sungai, dataran limpah banjir, rawa, dan daerah bergambut asam. Karakteristik batu bara pada lingkungan pengendapan ini adalah berlitotipe durain, hitam kusam, indeks pengawetan jaringan maseral rendah-menengah, indeks gelifikasi maseral rendah, inertinit lebih dominan daripada vitrinit, mineral didominasi oleh mineral lempung dan kuarsa, serta kandungan pirit rendah.

Sungai teranyam berpasir mencakup hulu sungai, gundukan pasir, alur sungai, dataran limpah banjir, rawa, dan daerah bergambut asam. Karakteristik batu baranya adalah berlitotipe durain dan klarain, hitam kusam, indeks pengawetan jaringan maseral menengah-tinggi, indeks gelifikasi maseral rendah-menengah, kandungan inertinit relatif sama dengan vitrinit, serta mineral didominasi oleh mineral lempung dan kuarsa dengan kandungan pirit rendah.

Lembah aluvial dan delta atas terdiri dari alur sungai, beting sungai, dataran limpah banjir, rawa, dan daerah bergambut asam. Karakteristik batu baranya adalah berlitotipe vitrain, hitam mengilap, indeks pengawetan jaringan maseral tinggi, vitrinit dan liptinit dominan, indeks gelifikasi maseral menengah-tinggi; mengandung kalsit, pirit, dan mineral lempung.

Delta bawah meliputi delta depan, gundukan pasir muara, dataran limpah banjir, rawa, dan daerah air payau. Karakteristik batu baranya adalah berlitotipe vitrain, hitam mengilap, vitrinit dan liptinit dominan, indeks pengawetan jaringan maseral rendah-menengah, indeks gelifikasi maseral tinggi-sangat tinggi, dan kandungan pirit tinggi.

Pantai meliputi daerah depan dan belakang pantai, daerah pasang-surut laut, laguna, gundukan pasir pantai, rawa, dan daerah air payau. Batu bara yang terbentuk di lingkungan pengendapan ini terendapkan dalam kondisi genang laut dan susut laut. Pada

kondisi genang laut, karakteristik batu baranya adalah vitrain, hitam mengilap, vitrinit dan liptinit dominan, indeks pengawetan jaringan maseral menengah, indeks gelifikasi maseral tinggi dan kandungan piritnya tinggi. Pada kondisi susut laut, karakteristik batu baranya adalah durain dan klarain, hitam kusam, vitrinit dan liptinit dominan, indeks pengawetan jaringan dan indeks gelifikasi maseral rendah, serta kandungan pirit tinggi.

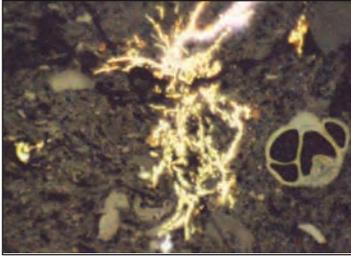
Muara terdiri atas alur sungai, daerah pasang-surut laut, gundukan pasir pantai, dan daerah air payau. Karakteristik batu bara pada lingkungan pengendapan ini adalah berlitotipe vitrain, hitam mengilap, vitrinit dan liptinit dominan, indeks pengawetan jaringan maseral menengah, dan indeks gelifikasi maseral tinggi.

Hampir semua batu bara yang terdapat di Sumatra dan Kalimantan didominasi oleh litotipe vitrain, dengan kandungan vitrinit dan liptinit sangat dominan dibandingkan dengan inertinit dan mineral, didominasi oleh pirit, kuarsa, dan mineral lempung. Sekalipun demikian, pengecualian kondisi tersebut terjadi di daerah Jambi (Cekungan Sumatra Selatan) dan Mangkalihat, Kalimantan Timur, yakni litotipe durain dan kandungan inertinit lebih dominan dibandingkan dengan vitrinit dan liptinit (Ningrum dan Santoso, 2009; Santoso dan Ningrum, 2010). Berdasarkan pada keterkaitan antara litotipe, maseral, dan mineral dalam batu bara seperti pada penjelasan di atas, batu bara yang terdapat di Cekungan Ombilin dan Sumatra Selatan diendapkan pada lingkungan antara lembah aluvial dan delta. Sementara itu, batu bara yang terdapat di Cekungan Kutai dan Cekungan Barito terbentuk pada lingkungan delta (Widodo dkk., 2010). Hal ini juga diperkuat dengan kehadiran kandungan pirit (Gambar 7.4.a) yang tinggi dan kalsit (Gambar 7.4.b).

E. PERTAMBAHAN

Peringkat dan komposisi batu bara secara langsung memengaruhi sifat bahan selama kegiatan operasi penambangan (Donahue dan Leonard, 1967; Jansen, 1987; Stach dkk., 1982; Suárez-Ruiz dan

7.4.a



7.4.a Pirit yang berasosiasi dengan vitrinit. Batu bara Cekungan Kutai, Rv maks=0,51%, lebar=0,15 mm, sinar pantul.

7.4.b



7.4.b Kalsit mengisi celah-celah vitrinit. Batu bara Cekungan Barito, Rv maks=0,64%, lebar=0,26 mm, sinar pantul.

Gambar 7.4 Fotomikro Mineral dan Vitrinit dalam Batu Bara Cekungan Kutai dan Cekungan Barito, Kalimantan.

Crelling, 2008). Penambangan dirancang untuk mengambil batu bara dari batuan klastik induknya dan memisahkan batu bara berkualitas lebih tinggi serta membuang batuan dan batu bara berkualitas buruk melalui proses pengurangan bahan-bahan padat dari satu ukuran partikel ke ukuran yang lebih kecil (misalnya dengan peremukan atau penggerusan), pemisahan densitas dan flotasi yang dikontrol oleh ukuran partikel dan kimia permukaan (Stach dkk., 1982; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Di dalam lapisan batu bara, kualitasnya dapat diprediksi dengan pemahaman distribusi litotipe batu bara pada ketebalan dan karakteristik pemecahan lapisan batu bara yang merefleksikan kontrol-kontrol pengendapannya (Diessel, 1992; Moore, 1995; Staub, 2002, Greb dkk., 2002; Moore dkk., 2006; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Hal-hal ini dapat membantu dalam mengoptimalkan perolehan kualitas batu bara, baik melalui penambangan selektif maupun pemrosesan dan pencampuran batu bara (Gomez dan Donaven, 1971; Clarkson, 1992; Swanson dan Mackinnon, 2003). Perubahan-perubahan dalam komposisi maseral juga dapat membantu untuk memprediksi pemecahan dan pemisahan penambangan (Esterle dan Ferm, 1986; Moore, 1991) dan perubahan

secara tiba-tiba dalam peringkat batu bara atau kandungan unsur jarang bisa dipakai untuk memprediksi intrusi-intrusi (Bostick dan Pawlewicz, 1984; Stewart dkk., 2005; Susilawati dan Ward, 2006; Golab dkk., 2007). Pada beberapa kasus, sesar-sesar dengan perubahan reflektansi vitrinit memperlihatkan tekanan purba (Stone dan Cook, 1985; Levine dan Davis, 1989; Langenberg dan Kalkreuth, 1991; dan Cmiel dan Idziak, 2003).

Untuk tambang-tambang yang memproduksi batu bara termal, peringkat batu bara tetap memegang peran penting, bersama-sama dengan unsur-unsur jarang yang bersifat merusak, dalam menghasilkan produk dan produk lain yang tidak diinginkan. Untuk tambang-tambang yang menghasilkan produk batu bara metalurgis, tipe dan peringkat batu bara merupakan faktor penunjang untuk menelusuri distribusi unsur-unsur seperti fosfor dan sulfur (Suàrez-Ruiz dan Crelling, 2008). Faktor-faktor lain yang membuat baik batu bara kokas mencakup peringkat bituminus dan kandungan vitrinit tinggi. Faktor-faktor ini juga menyebabkan batu bara menjadi mudah dipecah, diremukkan, dan digerus (MacGregor, 1983; Hower, 1998). Perbedaan kekerasan antara litotipe-litotipe dan densitas dapat mengontrol sifat fragmentasi, ukuran, dan komposisi partikel-partikel. Batu bara durain kusam yang keras cenderung terkonsentrasi pada fraksi-fraksi lebih kasar, sedangkan batu bara vitrain lebih mudah remuk dan cenderung pecah menjadi partikel-partikel lebih halus. Perbedaan sifat-sifat tersebut memberikan produk-produk berbeda. Sebagai contoh, batu bara termal dan batu bara kokas diproduksi dari lapisan batu bara yang diremukkan, disaring, dan dipisahkan berdasarkan densitasnya. Untuk batu bara kokas, sifat lunak litotipe kaya vitrain bisa menciptakan masalah-masalah penambangan, seperti pilar-pilar lemah dalam tambang bawah permukaan, menimbulkan banyak debu selama penambangan, dan debu halus saat peledakan. Semua permasalahan ini akan meningkatkan beban pada sirkuit flotasi di pabrik preparasi (Suàrez-Ruiz dan Crelling, 2008). Jadi, pemahaman tentang distribusi litotipe batu bara dan peringkat batu

bara dapat membantu dalam memprediksi sifat lapisan batu bara pada tahapan proses penambangan.

Berdasarkan pada sifat-sifat batu bara di atas, penambangan batu bara di Sumatra dan Kalimantan harus dilakukan dengan cermat, sebab secara umum batu bara di daerah-daerah ini merupakan batu bara litotipe cerah berupa vitrain dengan kandungan vitrinit yang dominan, mudah remuk, dan menimbulkan banyak debu. Dengan demikian, dalam mengantisipasi dan menanggulangi segala permasalahan tersebut, penambangan harus dilakukan sesuai dengan kaidah penambangan yang baik dan benar. Hal ini sesuai dengan amanat Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batu Bara.

F. BATUAN SUMBER MINYAK BUMI DAN BATUAN RESERVOIR

Beberapa tahun yang silam, konsensus telah dicanangkan bahwa minyak dan gas bumi secara ilmiah bisa berasal dari dekomposisi termal dan biologis zat-zat organik (Suàrez-Ruiz dan Crelling, 2008). Batu bara didefinisikan sebagai batuan berkomposisi >50% zat organik berdasarkan beratnya (Stach dkk., 1982; Diessel, 1992; Suàrez-Ruiz dan Crelling, 2008). Jadi, tipe batuan ini kaya akan zat organik. Atas dasar alasan ini, batu bara dipertimbangkan sebagai batuan sumber minyak bumi. Sekalipun demikian, pertimbangan tersebut menimbulkan bahan perdebatan (Wilkins dan George, 2002) karena batu bara juga merupakan reservoir untuk gas alam. Hidrokarbon-hidrokarbon yang mengandung gas yang dihasilkan dari batu bara umumnya dikaitkan dengan metana batu bara (Rightmire dkk., 1984; Kaiser dkk., 1994; Ayers, 2002).

Sebagai informasi tambahan untuk hidrokarbon, batu bara juga dapat mengandung gas-gas lain, seperti karbon dioksida dan nitrogen (Scott, 1993). Gas-gas ini terjadi secara alamiah dalam batu bara yang berpotensi memiliki manfaat ekonomis dan lingkungan. Sebagai contoh, kapasitas gas yang besar dalam batu bara dapat membuat

daerah depresi (cekungan) untuk karbon dioksida yang berasal dari sumber-sumber antropogenis seperti pembangkit listrik tenaga uap (Gentzis, 2000; van Bergen dkk., 2006). Sekuestrasi jangka panjang karbon dioksida dalam batu bara memiliki potensi mereduksi secara signifikan emisi gas rumah kaca, dan batu bara memperoleh keuntungan sebagai daerah depresi karbon yang penting. Selain itu, injeksi karbon dioksida ke dalam batu bara dapat digunakan untuk meningkatkan perolehan metana batu bara. Jadi, hal ini dapat memberikan insentif ekonomis untuk pengoperasian sekuestrasi. Batu bara juga merupakan daerah depresi potensial untuk gas-gas buang industri. Dengan demikian, sejumlah gas asam bisa dibuang ke dalam batu bara, termasuk hidrogen sulfida yang merupakan produk sampingan dari produksi minyak dan gas bumi. Oksida sulfur dan nitrogen juga merupakan produk sampingan yang merupakan polutan penting dalam pembangkit listrik tenaga uap (Chickatamarla dan Bustin, 2003).

Faktor-faktor geologis yang meliputi stratigrafi, sedimentologi, geologi struktur, hidrogeologi, geokimia, dan petrologi batu bara menentukan sifat-sifat batu bara sebagai batuan sumber dan batuan reservoir (Pashin dkk., 1991; Levine, 1993; Ayers dan Kaiser, 1994). Untuk alasan ini, petrologi batu bara harus dipertimbangkan dalam konteks geologi yang luas ketika diaplikasikan pada batuan sumber minyak bumi, reservoir metana batu bara, dan daerah depresi untuk gas antropogenis.

Secara umum, daerah operasi penambangan batu bara yang terdapat di Indonesia, terutama di daerah Sumatra (Cekungan Sumatra Selatan dan Cekungan Ombilin) dan Kalimantan (Cekungan Kutai dan Cekungan Barito), secara geologi dan petrologi batu bara memiliki sifat-sifat seperti pada penjelasan di atas. Dengan demikian, batu bara yang terdapat di daerah-daerah tersebut bisa ditafsirkan sebagai batuan sumber minyak dan gas bumi, mengingat bahwa di sekitar daerah-daerah tersebut merupakan daerah operasi kegiatan penambangan minyak dan gas bumi. Sekalipun demikian, untuk menunjang kebenaran secara ilmiah fenomena di atas, perlu dilaku-

kan penelitian yang terkait dengan hal-hal tersebut karena data yang menunjang fenomena tersebut masih terbatas.

G. PEMANFAATAN BATU BARA

Batu bara yang terdapat di Indonesia tetap memegang peran penting sebagai sumber daya energi. Batu bara ini digunakan sebagai bahan bakar padat, agen pereduksi (baik sebagai batu bara maupun produk-produk yang sudah dibersihkan seperti kokas), dan stok umpan (*feedstock*) untuk industri kimia.

Pemerintah Indonesia mempunyai kebijakan dalam masalah substitusi batu bara untuk minyak dan gas bumi bagi industri-industri. Untuk itu, pemerintah telah mengenalkan teknologi baru untuk pemanfaatan batu bara dalam memberikan kondisi pengoperasian yang ekuivalen dengan minyak mentah dan gas alam. Teknologi ini memerlukan konversi batu bara untuk minyak dan gas bumi. Dengan demikian, proses teknologi ini seperti pencairan (*liquefaction*), gasifikasi, dan karbonisasi akan menjadi sangat penting pada masa mendatang (Huda dkk., 2009; Umar dan Daulay, 2009, 2011; Daulay dkk., 2010a,b; Setiawan dan Umar, 2011; Sodikin dan Suprpto, 2012; Umar dkk., 2012).

Karakteristik kualitas batu bara sangat menentukan dalam hal pemanfaatannya. Apabila batu bara dengan karakteristik yang tidak diinginkan akan digunakan, sudah tentu hal ini berdampak pada keekonomian batu bara ini. Dampak preparasi batu bara dalam pemanfaatan batu bara mencakup hal-hal sebagai berikut (Daulay dkk., 2010a,b):

- 1) pencampuran (untuk memperoleh produk kualitas yang sama),
- 2) pengurangan kandungan kelembapan air,
- 3) pengurangan kandungan inertinit dan mineral (terutama untuk proses pembakaran dan pencairan), dan
- 4) pengoptimalan kandungan inertinit (untuk meningkatkan kekuatan kokas).

Setelah pembakaran langsung, konversi batu bara ke produk-produk cair dan gas menjadi prioritas berikut dalam pemanfaatannya. Peringkat, jenis, dan komposisi kimia batu bara Indonesia merupakan karakteristik batu bara yang cocok untuk proses-proses tersebut. Meskipun demikian, pencairan dan gasifikasi tidak dipertimbangkan sebagai proses yang menarik secara ekonomis. Proses-proses ini bisa menjadi ekonomis apabila residu dari proses-proses ini, yakni sekitar 40–60% dari batu bara), bisa digunakan kembali sebagai stok umpan untuk teknologi pembakaran dalam pembangkit listrik.

Menurut Davis dkk. (1976), Cudmore (1977), dan Daulay dkk. (2010a), tingkat konversi tertinggi batu bara ke zat cair dan gas dapat diperoleh dari batu bara dengan karakteristik sebagai berikut:

- 1) rata-rata nilai reflektansi vitrinit $<0,8\%$,
- 2) kandungan maseral reaktif (vitrinit+liptinit) $>60\%$,
- 3) zat terbang (*dry air free basis*) $>35\%$, dan
- 4) rasio hidrogen/karbon (*dry air free basis*) $>0,75$.

H. PEMBAKARAN

Pembangkitan energi atau panas dari batu bara dengan pembakaran merupakan hasil reaksi antara zat mudah terbakar batu bara dan oksigen (Stach dkk., 1982; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Zat mudah terbakar ini seperti karbon, hidrogen, nitrogen, dan sulfur melepaskan panas ketika dioksidasi, sedangkan oksigen dan mineral dalam batu bara berperan sebagai pemakai panas selama proses pembakaran. Dengan demikian, panas pembakaran tersebut atau nilai kalorinya bergantung pada peringkat dan komposisi maseral batu bara.

Liptinit dalam batu bara peringkat rendah dengan kandungan hidrogen tinggi memiliki nilai kalori lebih tinggi apabila dibandingkan dengan vitrinit dalam batu bara ini. Sebaliknya, nilai kalori rendah pada inertinit disebabkan oleh kandungan hidrogen rendah.

Pada kisaran batu bara bituminus, zat terbang rendah dan nilai kalori tiga kelompok maseral memperlihatkan nilai yang relatif sama.

Pembakaran langsung batu bara banyak dilakukan oleh konsumen batu bara di Indonesia sejak lama hingga saat ini. Penggunaan utama pembakaran batu bara adalah untuk pembangkit listrik tenaga uap yang dipakai secara langsung ataupun tidak langsung. Selain itu, konsumen lainnya adalah pabrik semen, pabrik batu bata, pabrik lantai, dan konsumen rumah tangga. Pada pembakaran langsung, batu bara dibakar sehingga oksigen dan hidrogen dioksidasi menjadi karbon dioksida dan air. Energi kimia yang potensial dari batu bara diubah ke energi termal. Batu bara Cekungan Kutai di Kalimantan Timur yang memiliki nilai kalori antara 4.344 dan 7.650 kkal/kg merupakan stok umpan yang utama untuk pembakaran di Indonesia (Daulay dkk., 2010a,b).

Pembakaran partikel-partikel batu bara meliputi beberapa langkah kegiatan yang mencakup pemanasan, devolatilisasi (*devolatilization*), pembakaran zat terbang, dan pengarangan (Tsai, 1982; Smoot dan Smith, 1985; Crelling dkk., 1992; Daulay dkk., 2010a). Langkah-langkah kegiatan ini dikontrol oleh sejumlah faktor termasuk interaksi antara tingkat difusi oksigen ke permukaan reaksi dan kinetika kimia oksidasi arang. Untuk pemanasan pembakaran batu bara, morfologi arang sangat bergantung pada jenis dan peringkat batu bara.

Proses-proses yang digunakan untuk pembakaran langsung batu bara berdasarkan ukuran partikel batu bara atau temperatur pembakaran mencakup pembubukan batu bara, lapisan fluida dan pembakar unggun tetap (Lowry, 1963; Elliot, 1981; Merrick, 1984; Daulay dkk., 2010a). Teknik pembakaran batu bara bubuk digunakan secara luas di antara teknik-teknik lainnya di Indonesia dan merupakan rancangan termodern serta efisiensi pembakarannya tertinggi dalam penerapannya.

Batu bara yang dibakar di pabrik batu bara bubuk digerus hingga ukuran partikel -200 mesh (75 μm) dan bersama dengan udara ditiup

ke dalam lubang tungku dalam pengapian suspensi. Batu bara ini dibakar pada temperatur tinggi (1.500°C) dan mentransfer panas dengan radiasi pada pipa isi air di dinding kamar pembakaran. Waktu yang diperlukan untuk efisiensi pembakaran konstan dipengaruhi oleh kandungan zat terbang dan ukuran partikel batu bara. Penerakan dan pencemaran (mineral atau abu) merupakan masalah terbesar yang diasosiasikan dengan proses pembakaran temperatur tinggi (Daulay dkk., 2010a).

Batu bara Cekungan Kutai sangat cocok untuk pembakar batu bara bubuk sebab memiliki kandungan vitrinit tinggi dengan kisaran 61,9–98,0% dengan rata-rata 81,4%, yang mengakibatkan pembakaran dengan cepat. Vitrinit dan liptinit merupakan maseral reaktif karena berisi hidrogen lebih tinggi dibandingkan dengan inertinit (kurang reaktif). Karakteristik reaktivitas maseral selama karbonisasi bisa diekstrapolasi sama dengan pembakaran (Nandi dkk., 1977). Dengan demikian, proporsi tinggi komponen reaktif pada batu bara Kalimantan Timur merupakan hal positif dalam pembakaran. Namun, hal ini merupakan masalah untuk beberapa batu bara sebab berkecenderungan dalam swabakar selama penambangan, pengangkutan, dan penyimpanan.

Nandi dkk. (1977), Lee dan Whaley (1983), dan Sanyal (1983) menyatakan bahwa proporsi karbon yang tidak terbakar selama pembakaran dikaitkan dengan kandungan inertinit dalam batu bara. Semakin tinggi kandungan inertinit, semakin rendah efisiensi pembakarannya. Sebagai tambahan, pembakaran batu bara dengan kandungan lebih rendah inertinit lebih cepat dibandingkan dengan batu bara dengan kandungan lebih tinggi inertinit. Penelitian lebih mendalam yang dilakukan oleh Sanyal (1983), Hough dan Sanyal (1987), dan Crelling dkk. (1992) menjelaskan bahwa vitrain kaya vitrinit dan klarain miskin akan vitrinit cenderung terbentuk dari tumbuhan berdingding tipis, sedangkan klarain kaya akan inertinit cenderung terbentuk dari tanaman berdingding tebal dengan kandungan karbon tinggi. Kandungan inertinit dalam batu bara mengontrol waktu nyala api selama pembakaran (Daulay dkk., 2010a).

Pada kasus batu bara Cekungan Kutai di Kalimantan Timur, pengaruh inertinit dalam proses pembakaran dapat dikurangi. Hal ini disebabkan oleh kandungan inertinit dalam batu bara sangat rendah, yakni <5% untuk batu bara Neogen dan <3% untuk batu bara Paleogen, kecuali untuk sejumlah kecil beberapa daerah Neogen dengan kandungan inertinit lebih tinggi di daerah Mahakam, Sangatta, dan Berau. Dengan demikian, efisiensi pembakaran batu bara-batu bara ini yang berisi >31% inertinit, lebih rendah daripada batu bara Neogen lainnya karena kandungan inertinitnya yang sangat rendah.

Reflektansi inertinit pada percontoh batu bara di daerah ini umumnya sangat rendah dan mendekati reflektansi vitrinit. Sebagai contoh, percontoh dari Cekungan Kutai bagian selatan memiliki reflektansi inertinit 0,71%, dibandingkan dengan reflektansi vitrinit 0,51% dengan ukuran butiran yang sama. Jadi, inertinit batu bara ini merupakan maseral reaktif.

Pengujian petrografis menunjukkan bahwa prosedur penggerusan yang selektif bisa menghasilkan produk yang lebih baik untuk pembakar batu bara bubuk. Setiap kelompok maseral menunjukkan reaksi berbeda selama penggerusan dan hal ini berkaitan dengan sifat-sifat kelompok maseral. Sebagai contoh, liptinit sangat sulit digerus dan umumnya terkonsentrasi dalam fraksi kasar, sedangkan vitrinit dan inertinit terkonsentrasi dalam fraksi halus selama preparasi batu bara (Nandi dkk., 1977; Hower dkk., 1987; Daulay dkk., 2010a).

Di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan batu bara Paleogen mengandung liptinit yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu bara Neogen. Batu bara Paleogen ini lebih sulit digerus dan membutuhkan waktu yang lebih lama dalam pembakarannya karena proporsi ukuran butirannya lebih besar. Mineral merupakan penyebab permasalahan yang berasosiasi dengan pembakaran batu bara di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan, terutama untuk batu bara Paleogen yang melebihi ambang batas. Mineral ini menghasilkan emisi tumpukan yang tidak sesuai dengan peraturan lingkungan

hidup. Jadi, karakteristik abu merupakan hambatan besar dalam usaha meningkatkan efisiensi termal proses pembakaran.

Mineral yang terkandung dalam batu bara Kalimantan Timur berpengaruh pada proses penggerusan dan temperatur lebur abu. Kandungan mineral yang lebih tinggi dalam batu bara Paleogen (8–10%) dibandingkan dengan batu bara Neogen (2–5%) cenderung menghasilkan ukuran butir yang lebih besar. Dengan demikian, batu bara Paleogen lebih sulit dalam proses pembakarannya.

Lowry (1963) dan Sanyal (1983) melaporkan bahwa waktu proses pembakaran umumnya bertambah seiring dengan peningkatan peringkat batu bara. Penerapan proses tersebut pada batu bara Kalimantan Timur memperlihatkan bahwa waktu pembakaran yang lebih lama diperlukan untuk menghindari tingkat residu karbon yang tinggi pada abu terbang yang dihasilkan batu bara Paleogen, yang secara normal memiliki reflektansi vitrinit lebih tinggi daripada batu bara Neogen. Akibatnya, pembakaran batu bara Neogen relatif lebih lengkap daripada batu bara Paleogen karena ukuran partikel rata-rata batu bara Neogen cenderung lebih halus.

Komposisi abu juga berpengaruh pada temperatur lebur abu dan menyebabkan penerakan serta pencemaran pada alat gasifikasi dan memengaruhi desain sistem pembuangan abu yang digunakan. Temperatur lebur abu yang rendah dalam batu bara Neogen dibandingkan dengan batu bara Paleogen, kemungkinan dikaitkan dengan kandungan kalsit tinggi dalam batu bara Neogen (1–10%) di Kalimantan Timur. Shibaoka dkk. (1985) menyatakan bahwa selama pembakaran, sifat-sifat penerakan pada batu bara peringkat rendah dipengaruhi oleh volume mineral. Pada temperatur 1.500°C semua zat anorganik diubah menjadi abu. Mineral ini menghasilkan abu terbang yang tinggi.

Batu bara Cekungan Kutai di bagian utara mengandung pirit tinggi. Hal ini menyebabkan beragam permasalahan dalam penerapan pembakarannya. Pirit ini menyebabkan korosi dan pencemaran pada *boiler*. Korosi ini disertai dengan penyumbatan jalan lintasan gas

dengan abu terbang yang menempel pada permukaan logam basah. Hal ini menyebabkan terjadinya pencemaran udara, terutama hujan asam, yakni dengan pelepasan SO_2 yang tinggi. Selama pembakaran, kebanyakan sulfur dioksidasi ke SO_2 , dengan 0–7% dioksidasi ke SO_3 (Tsai, 1982; Daulay dkk., 2010a). Dengan demikian, batu bara dengan kandungan sulfur tinggi harus dihindari dalam proses pembakaran. Batu bara seperti ini ditemukan di bagian selatan Cekungan Kutai (Santoso dan Daulay, 2005a,b, 2008, 2009; Santoso, 2011).

Sifat-sifat batu bara lainnya yang memengaruhi desain dan pengoperasian *boiler* meliputi nilai kalori, kandungan zat terbang, dan kandungan air lembap. Nilai kalori batu bara menentukan kuantitas uap yang dapat dibangkitkan dalam *boiler*. Batu bara dengan nilai kalori yang lebih tinggi, secara normal membangkitkan uap lebih banyak per unit batu bara. Batu bara Neogen dan Paleogen di Kalimantan Timur (nilai kalori 6.300–7.100 kkal/kg) membangkitkan uap lebih per unit batu bara dibandingkan dengan batu bara Neogen dari Kalimantan Selatan, yang memiliki nilai kalori lebih rendah (Daulay dkk., 2010a).

Zat terbang memegang peran penting dalam mengontrol emisi asap dan sifat penyalan api. Batu bara di Cekungan Barito sebelah timur dan Cekungan Kutai di sebelah utara yang mengandung zat terbang rendah (masing-masing 37,6% dan 38,1%) menyala dengan lambat dengan nyala api pendek. Batu bara ini umumnya sangat baik digunakan untuk pemanasan domestik. Batu bara Neogen dari Cekungan Kutai dan batu bara Paleogen dari Cekungan Barito mengandung zat terbang tinggi (>40%) dan bisa dibakar dengan menghasilkan nyala api panas dan panjang. Batu bara ini sangat cocok digunakan untuk tanur. Dengan demikian, batu bara seperti ini cenderung menghasilkan lebih banyak asap (Lowry, 1963; Tsai, 1982; Daulay dkk., 2010a). Asap ini bisa dikurangi, bahkan dicegah, dengan cara mencampur sejumlah udara untuk hidrokarbon yang dilepaskan dari batu bara. Hal ini harus diterapkan apabila fasilitas

pembakaran yang dibangun di daerah-daerah tersebut didesain seperti hal tersebut di atas.

Kandungan air lembap pada batu bara Neogen di Cekungan Barito sebelah utara (sekitar 22,1–27,7%) kemungkinan terkait dengan area permukaan unit yang tinggi batu bara, terutama kelembapan yang tetap tertahan setelah proses pengeringan. Batu bara ini juga menjadi lebih keras untuk digerus, seiring dengan persentase zat terbang yang menurun.

Dari pernyataan di atas, secara keseluruhan komposisi maseral (terutama liptinit), mineral (abu dan kandungan sulfur), dan reflektansi vitrinit mengontrol sifat-sifat pembakaran batu bara Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan. Untuk batu bara peringkat rendah, pengaruh kelembapan air primer dan zat terbang juga sangat signifikan. Dengan demikian, secara umum, waktu pembakaran untuk batu bara Paleogen lebih lama daripada batu bara Neogen karena proporsi partikel-partikel yang lebih besar pada batu bara Paleogen yang lebih tinggi. Hal ini merupakan sesuatu yang menarik bahwa pembakaran batu baranya dikontrol oleh kandungan liptinit yang lebih tinggi dan jumlah kandungan mineral dalam batu bara.

I. PENCAIRAN

Pencairan batu bara merupakan proses konversi batu bara menjadi bahan bakar minyak, dengan cara mereaksikannya dengan hidrogen pada temperatur dan tekanan tertentu dan dengan bantuan katalis dalam suatu reaktor pencairan batu bara (Stach dkk., 1982; Thomas, 2002; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara, 2009; Huda dkk., 2009; Huda dkk., 2010; Ningrum dkk., 2010; Daulay dkk., 2010a; dan Miller, 2011).

Peringkat dan komposisi maseral batu bara merupakan faktor utama yang memengaruhi sifat-sifat pencairan (Alpert dan Wolk, 1981; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Pada awalnya, batu bara antrasit dan batu bara kaya akan kandungan fusain tidak dapat di-

hidrogenasi secara efektif. Selain itu, zat-zat padat harus dikeluarkan dari reaktor pada saat batu bara peringkat rendah (lignit) digunakan dalam proses ini. Pada umumnya, batu bara dengan peringkat di bawah bituminus zat terbang menengah dapat diubah dengan baik ke produk-produk distilasi. Akan tetapi, ada beberapa batu bara yang mengalami masalah pada produk di bawah kondisi operasionalnya (Given dkk., 1980a,b) karena batu bara peringkat rendah cenderung lebih sensitif pada temperatur reaksi. Umumnya, hasil-hasil gas dan air yang lebih tinggi meningkat seiring dengan penurunan peringkat dan sifat aromatik zat cair bertambah dengan kenaikan peringkat batu baranya. Batu bara hitam cerah (vitrain) dengan kandungan <89% karbon lebih disukai dalam proses pencairan (Gorin, 1981). Batu bara bituminus zat terbang tinggi dengan kandungan maseral reaktif >70% (vitritin+liptinit) merupakan karakteristik terbaik dalam proses pencairan (Given dkk., 1975a,b; Davis dkk., 1976).

Riset-riset yang diperlihatkan oleh para penulis tersebut memberikan pedoman dasar dalam memilih batu bara untuk proses pencairannya yang terkait dengan peringkat dan komposisi petrologis batu bara. Batu bara lignit dan subbituminus membutuhkan kondisi reaksi yang lebih kuat dibandingkan dengan batu bara bituminus karena kandungan air dan oksigen yang lebih tinggi, sehingga kurang tepat dalam menghasilkan produk-produk yang optimal. Batu bara bituminus dengan maseral reaktif dan kandungan sulfur memperlihatkan hasil yang lebih prospektif di bawah standar kondisi tertentu.

Pada umumnya, kelompok mineral utama yang terdapat di dalam batu bara tidak berpengaruh pada proses pencairan batu bara, kecuali mineral pirit dan oksida besi (Walker Jr. dkk., 1980). Mineral lempung dan beberapa mineral sulfat (gypsum dan basanit) kehilangan air dan mineral lempung memisahkan diri ke dalam komponen-komponen kristalin berukuran mikron, sedangkan karbonat, kuarsa, dan mineral silikat lainnya tidak berpengaruh pada proses pencairan batu bara.

Produksi bahan bakar cair dari batu bara merupakan salah satu pemanfaatan yang potensial untuk batu bara Indonesia. Penelitian ini sejak awal sudah dilakukan di Cekungan Sumatra Selatan. Akan tetapi, untuk mengantisipasi penelitian ini pada masa mendatang, kegiatan ini sebaiknya dilaksanakan pada tambang batu bara besar yang terdapat di Kalimantan, terutama Kalimantan Timur (Daulay dkk., 2010a,b). Pengembangan proses pencairan ini diharapkan dapat memaksimalkan pemanfaatan batu bara dan mengurangi dampak negatif lingkungan.

Pencairan batu bara dapat dilakukan secara langsung dan tak langsung (Stach dkk., 1982; Thomas, 2002; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Daulay dkk., 2010a; dan Miller, 2011). Pencairan batu bara secara langsung menghasilkan cairan-cairan yang membutuhkan proses *upgrading* sebelum batu bara tersebut dikecilkan butirannya pada kilang minyak konvensional. Sementara itu, pencairan batu bara secara tak langsung menghasilkan produk cairan bersih dari proses-proses seperti gasifikasi.

Sifat-sifat pencairan batu bara sangat beragam dan bergantung pada komposisi kimia, jenis, peringkat, dan karakteristik mineral. Sifat maseral batu bara selama proses pencairan dikaitkan dengan derajat gelifikasi bahan tanaman dan tipe pelarut yang digunakan (Shibaoka, 1981; Daulay dkk., 2010a). Vitritin tergelifikasi kurang baik berkembang dengan cepat dan menjadi gelembung-gelembung serta mencair pada temperatur relatif rendah. Sebaliknya, secara kontras vitritin tergelifikasi dengan baik berkembang menjadi partikel-partikel lebih kasar dan mencair pada temperatur relatif tinggi.

Komposisi petrografis batu bara sangat berpengaruh pada sifat-sifat pencairan batu bara (Given dkk., 1975a,b; Davis dkk., 1976; Machnikowska dan Jasienko, 1985; Thomas, 2002; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Daulay dkk., 2010a,b; Miller, 2011). Penelitian lebih mendalam yang dilakukan oleh Mackay (1985) menyatakan bahwa maseral liptinit mengalami depolimerisasi ke produk-produk cair dan gas pada temperatur 380°C.

J. GASIFIKASI

Gasifikasi batu bara merupakan konversi batu bara ke gas yang mudah terbakar melalui pembakaran di bawah tekanan tertentu. Gasifikasi ini bisa dicapai dengan cara memaksimalkan volume metana. Reaksi gasifikasi terjadi pada temperatur antara 600°C dan 1.100°C (van Heek dkk., 1973; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Higman dan van der Burgt, 2008; Daulay dkk., 2010a; Miller, 2011; dan Bell dkk., 2011). Pada temperatur sekitar 900°C, reaksi kimiawi membentuk hidrogen, CO₂, CO, dan sejumlah kecil metana. Di bawah temperatur 600°C, proses devolatilisasi dan reaksi dengan uap air terjadi secara bersamaan. Penggunaan yang potensial hidrokarbon bergas merupakan bahan substitusi untuk gas alam atau bahan bakar minyak dalam peralatan seperti *boiler* dan turbin gas pembangkit listrik.

Apabila dibandingkan dengan pembakaran batu bara, proses gasifikasi terjadi pada temperatur yang lebih rendah di bawah kondisi lebih reduksi. karakteristik batu bara yang memengaruhi gasifikasi meliputi peringkat, jenis, mineral, kelembapan, zat terbang, karbon tertambat, dan distribusi ukuran butiran. Seperti halnya dengan proses pencairan batu bara, tingkat gasifikasi tinggi sangat bergantung pada kuantitas maseral reaktif (vitrinit+liptinit) dan reaktivitas arang. Percobaan-percobaan yang melibatkan gasifikasi arang batu bara di udara atau CO₂ memperlihatkan bahwa reaktivitas arang bertambah seiring dengan peringkat batu bara umpan yang menurun (Jenkins dkk., 1975; Beesting dkk., 1977; Bend dkk., 1992; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Higman dan van der Burgt, 2008; Daulay dkk., 2010a; Miller, 2011; Bell dkk., 2011). Neaval (1981) menyarankan bahwa batu bara yang digunakan untuk stok umpan dalam reaksi gasifikasi harus memiliki kandungan maseral reaktif tinggi (>80%) dan memiliki reflektansi vitrinit sekitar 0,5% hingga 0,8%.

Berdasarkan pada pernyataan di atas, batu bara Sumatra dan Kalimantan yang memenuhi syarat untuk gasifikasi ini adalah batu bara dari Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan. Batu bara di daerah-daerah ini mengandung maseral reaktif (89,6–92,8%) dan

reflektansi vitrinit rendah (0,40–0,63%). Batu bara ini sangat cocok dimanfaatkan sebagai stok umpan untuk proses gasifikasi. Di bawah kondisi tanpa penerakan, batu bara reaktif lebih disukai sebagai stok umpan dalam reaksi gasifikasi untuk memaksimalkan konversi menyeluruh yang dilakukan (Tsai, 1982; Ningrum, 1990).

Mineral, terutama pirit, berinteraksi dengan katalis dalam proses gasifikasi. Abdel-Baset dkk. (1978) melaporkan bahwa mineral yang diekstraksi dari batu bara dapat menaikkan gasifikasi batu bara reaktif. Hippo dkk. (1979) menemukan bahwa mineral dapat berperan sebagai katalis aktif pada saat batu bara peringkat rendah digasifikasi.

Peringkat batu bara memengaruhi volume gas yang dihasilkan dari proses gasifikasi. Sebagai contoh, Fung (1982) menyatakan bahwa di bawah kondisi gasifikasi yang sama, batu bara peringkat rendah mengalami kehilangan berat yang besar dan membangkitkan gas yang dihasilkan lebih besar dibandingkan dengan batu bara peringkat tinggi. Van Heek dkk. (1973) melaporkan bahwa secara umum batu bara peringkat tinggi memiliki reaktivitas yang lebih rendah dibandingkan dengan batu bara peringkat rendah. Contohnya, untuk batu bara lignit, tingkat 20% konversi dicapai pada temperatur sekitar 760°C, sedangkan untuk antrasit, konversi ini dicapai pada temperatur sekitar 1.000°C.

Berdasarkan pada kenyataan di atas, untuk batu bara Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan, konversi 20% bisa dicapai pada tiga temperatur yang berbeda sebagai berikut.

- 1) 760°C untuk batu bara Neogen Cekungan Barito dan beberapa batu bara Cekungan Kutai dengan reflektansi vitrinit <0,40%.
- 2) 910°C untuk batu bara Neogen Cekungan Kutai dengan reflektansi vitrinit antara 0,40% dan 0,60%.
- 3) 1.000°C untuk batu bara Neogen dari Cekungan Kutai sebelah utara, batu bara Paleogen Cekungan Barito, dan Cekungan Kutai sebelah selatan, dengan reflektansi vitrinit >0,60%.

K. GASIFIKASI BATU BARA BAWAH PERMUKAAN

Gasifikasi bawah permukaan (*underground coal gasification-UCG*) atau gasifikasi *in-situ* dapat dilakukan pada sumber daya batu bara yang sulit dicapai secara teknis ataupun ekonomis dari permukaan tanah. Penambangan dan pembuangan abu batu bara bisa dihindari sebab batu bara yang digasifikasi terletak di bawah permukaan tanah. Abu batu bara ini tetap tertinggal di tempat setelah gas-gas dipindahkan ke atas permukaan tanah (Higman dan van der Burgt, 2008; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Bell dkk., 2011; Miller, 2011).

Batu bara merupakan sumber energi terbesar di Indonesia dengan sumber daya sebesar 161 miliar ton (120 miliar ton tambang terbuka dan 41 miliar ton tambang bawah tanah) dan cadangan 41 miliar ton (Pusat Sumber Daya Geologi, 2012). Meskipun demikian, sampai saat ini sumber energi tersebut belum dimanfaatkan secara optimal di dalam negeri karena peran minyak dan gas bumi masih dominan pada bauran energi. Namun harus disadari, peran minyak dan gas bumi akan semakin berkurang, bahkan akan semakin menipis suatu saat kelak, karena sumber daya baru yang potensial belum ditemukan, terutama di Indonesia bagian timur.

Pemanfaatan batu bara di dalam negeri pada masa mendatang akan terus meningkat dan akan mencapai 33% pada program bauran energi nasional pada 2025. Akan tetapi, tidak semua cadangan dapat diekstraksi secara konvensional dengan tambang terbuka dan tambang bawah tanah. Selain itu, peningkatan pemanfaatan batu bara dikhawatirkan akan menimbulkan kerusakan lingkungan sejak kegiatan penambangan, pengangkutan, hingga pada pemanfaatannya. Untuk mengatasi dan mengurangi permasalahan ini dipilih salah satu teknologi dengan mengimplementasikan UCG.

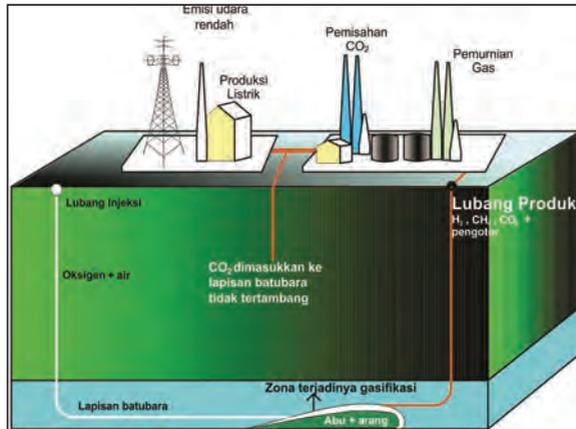
Pelopor teknologi UCG ini adalah Rusia yang sudah mengembangkan secara komersial sejak 50 tahun yang lalu sebagai sumber listrik dan gas. Negara-negara lain yang pernah dan sedang mengembangkan teknologi tersebut, antara lain Amerika Serikat, Perancis,

Inggris, Jerman, Australia, Cina, dan Afrika Selatan (Jie, 2003; Zieleniewski dan Brent, 2008).

Gasifikasi batu bara merupakan proses konversi batu bara menjadi bahan bakar gas, baik dengan menggunakan pereaksi maupun tanpa pereaksi, yakni pemanasan dengan oksigen terbatas atau biasa disebut dengan proses karbonisasi. Pembuatan gas dengan cara karbonisasi biasanya dilakukan dengan menggunakan batu bara mengokas (*coking coal*). Gasifikasi menggunakan pereaksi dapat diterapkan pada semua jenis batu bara, terutama batu bara tidak mengokas, yang direaksikan dengan pereaksi berupa udara, campuran udara/uap air, oksigen/uap air, atau hidrogen (Suprpto, 1999; Thomas, 2002; Higman dan van der Burgt, 2008; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Bell dkk., 2011). Reaksi antara batu bara dan pereaksi dapat dilakukan dalam suatu reaktor yang disebut dengan *gasifier* atau langsung pada lapisan batu bara di bawah tanah.

UCG pada dasarnya merupakan teknologi untuk mengekstraksi batu bara dalam bentuk gas tanpa harus menambang batu baranya, yaitu dengan cara menginjektikan pereaksi ke dalam lapisan batu bara di bawah tanah. Proses UCG diawali dengan melakukan pengeboran pada dua sumur yang bersebelahan dan mencapai kedalaman lapisan batu bara. Melalui sumur injeksi dimasukkan pereaksi bertekanan dan diikuti dengan pembakaran lapisan batu bara. Gas yang dihasilkan dari proses ini disalurkan melalui sumur produksi, seperti terlihat pada Gambar 7.5 (Jie, 2003). Gas yang dihasilkan selanjutnya disalurkan ke instalasi pengolahan gas, dan berikutnya langsung dimanfaatkan untuk pembangkit listrik.

Dalam menyiapkan daerah untuk kegiatan operasional UCG, pengetahuan tentang geologi batu bara (termasuk petrologi batu bara) dan hidrogeologi sangat diperlukan. Salah satu karakteristik kegiatan UCG ini adalah bahwa peringkat batu bara yang dipakai harus subbituminus-bituminus (Oliver dan Dana, 1991). Selain itu, karakteristik tersebut juga menyangkut kedalaman, ketebalan, kualitas, kondisi struktur, dan lapisan penutup batu bara. Batu bara



Gambar 7.5 Sketsa Pengembangan UCG (Jie, 2003).

dengan peringkat seperti disyaratkan oleh Oliver dan Dana (1991) terdapat di daerah tambang batu bara Bukit Asam dan Ombilin serta beberapa lapangan tambang batu bara di Kalimantan Timur.

Puslitbang *teMIRA* pada 2013 hingga 2019 mencoba melakukan kegiatan penelitian UCG di daerah sekitar tambang batu bara Bukit Asam, Sumatra Selatan. Tujuan kegiatan ini adalah mengkaji tentang kemungkinan penerapan teknologi UCG di Indonesia, dalam upaya mengoptimalkan penggunaan batu bara peringkat rendah (lignit-subbituminus). Sumber daya batu bara peringkat rendah ini mencapai sekitar 60% dari total sumber daya nasional (Pusat Sumber Daya Geologi, 2012). Batu bara ini belum banyak dieksploitasi karena biaya pengangkutannya dalam jarak jauh sangat mahal, mengingat kadar air total yang tinggi (45%) dan nilai kalor rendah (<5.000 kkal/kg, adb). Namun, apabila diperhatikan dari unsur pengotornya, batu bara Bukit Asam pada umumnya relatif cukup bersih karena kandungan abu dan sulfurnya rendah, yaitu <10% dan <1%. Selain itu, lapisan batu bara ini cukup tebal dan relatif homogen, tidak banyak struktur geologi yang mengganggu penyebaran lapisan batu bara sehingga sangat sesuai untuk penerapan teknologi UCG (Daulay dan Suprpto, 2007).

Beragam keuntungan yang diperoleh dari penerapan teknologi UCG dapat diuraikan sebagai berikut (Daulay dan Suprpto, 2007).

- 1) Pemanfaatan batu bara peringkat rendah yang melimpah di Indonesia yang hingga kini masih kurang diminati oleh para pengusaha tambang karena pemasarannya masih sangat terbatas.
- 2) Pengganti minyak dan gas bumi yang pasokannya sudah mulai berkurang dan harganya cenderung naik terus, terutama diperuntukkan sebagai pengganti solar pada pembangkit listrik tenaga diesel.
- 3) Penggunaan reaktor gasifikasi tidak diperlukan.
- 4) Penanganan batu bara dan abu sisa pembakaran tidak diperlukan.
- 5) Jaringan transportasi dan distribusi gas melalui pipa sudah banyak tersedia dan akan lebih ekonomis apabila dibandingkan dengan mengangkut batu bara secara konvensional.
- 6) Produk gasifikasi batu bara ramah bagi lingkungan.
- 7) Semakin jauh kedalaman lapisan batu bara, semakin efisien proses gasifikasi dan pencemaran lingkungan berkurang.
- 8) Penggunaan gas batu bara cukup luwes untuk beragam keperluan.
- 9) Apabila gas yang dihasilkan dipergunakan untuk pembangkit listrik, CO₂ dari pembangkit tersebut dapat diinjeksikan sebagai pereaksi ke dalam lapisan batu bara dan bereaksi dengan karbon menjadi CO.
- 10) Kemunculan industri pendukung dan perkembangan perekonomian di daerah secara regional.

L. KARBONISASI

Karbonisasi merupakan proses pemanasan dengan residu yang kaya akan karbon (arang atau kokas) yang dihasilkan oleh dekomposisi termal, dengan pembuangan secara simultan zat-zat terbang secara distilasi destruktif. Selama reaksi karbonisasi, tanpa penambahan zat-

zat kimia, tiga tahapan berupa pelembutan (*softening*), pembengkakan (*swelling*), dan pengerasan (*stiffening*), dapat menentukan sifat-sifat produk akhir (Cook dan Wilson, 1969; Cook, 1982; Stach dkk., 1982; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008; Daulay dkk., 2010a; Miller, 2011).

Produk-produk karbonisasi terbagi atas arang dan kokas berdasarkan pada struktur-struktur fisik, terutama struktur molekul. Arang yang terbentuk oleh batu bara asalnya (khususnya batu bara peringkat rendah) memperlihatkan tidak adanya viskositas selama karbonisasi. Walaupun demikian, apabila batu bara melunak, melebur, dan mengeras kembali selama dekomposisi, hal ini akan mengakibatkan struktur vesikuler kokas terbentuk (Daulay dkk., 2010a).

Gas, amonia, ter, dan minyak ringan dihasilkan sebagai zat terbang yang bervariasi dengan peringkat batu bara, jenis batu bara, kandungan mineral dan kondisi karbonisasi seperti temperatur, tingkat pemanasan dan sebagainya. Reaksi karbonisasi batu bara umumnya terkait dengan reaksi-reaksi temperatur rendah (500–700°C), temperatur menengah (700–900°C) dan temperatur tinggi (900–1.050°C), seperti dilaporkan oleh Jasienko (1978), Elliot (1981), Stach dkk. (1982), Suárez-Ruiz dan Crelling (2008), Daulay dkk. (2010a) dan Miller (2011).

Karbonisasi temperatur rendah dikembangkan terutama sebagai proses untuk menyiapkan produk bahan bakar padat tanpa asap (devolatilisasi) bagi konsumsi domestik dan *boiler* industri. Elliot (1981) dan Tsai (1982) menyatakan bahwa struktur pori-pori yang sangat kecil dari batu bara asal tetap bertahan secara substantif di dalam arang sampai pirolisis dilakukan antara 650°C dan 700°C. Dengan demikian, arang yang dihasilkan pada karbonisasi temperatur rendah secara substantif bersifat reaktif seperti batu bara asalnya. Dengan pemanasan yang dilanjutkan hingga 700°C, arang temperatur rendah kehilangan reaktivitasnya melalui devolatilisasi dan mengalami penurunan dalam porositasnya. Karbonisasi temperatur tinggi dilakukan untuk memproduksi kokas. Kokas ini dipanaskan selama beberapa

jam dalam oven, tanpa udara, pada temperatur sekitar 1.000°C untuk membuang komponen-komponen zat terbang dengan cara distilasi destruktif berupa bentuk dekomposisi pirolitik (Daulay dkk., 2010a). Kokas metalurgis dipakai terutama dalam tungku ledak pembuatan besi (Daulay dkk., 2010a) sebagai.

- 1) sumber energi,
- 2) agen pereduksi kimia, khususnya setelah pembakaran parsial ke CO, dan
- 3) pemberi permeabilitas di dalam tungku dan mendukung beban tungku.

Karbonisasi batu bara melibatkan interaksi sifat-sifat kimia dan fisika batu bara. Faktor-faktor penting yang mengontrol kecocokan batu bara untuk pembuatan kokas terkait dengan sifat-sifat tersebut yang berdampak pada karakteristik kekuatan kokas.

Kekuatan kokas bisa dikaji dengan pengujian empiris dan yang umumnya digunakan berupa pengujian ukuran kecenderungan kokas yang pecah sepanjang retakan-retakan utama dan kemampuan kokas menahan goresan (Daulay dkk., 2010a). Prediksi stabilitas kokas secara luas dikaitkan dengan peringkat batu bara (reflektansi vitrinit, nilai kalori, karbon tertambat, dan parameter peringkat lainnya) dan jenis batu bara (komposisi maseral dan litotipe).

Peringkat batu bara sangat berpengaruh terhadap temperatur fluiditas minimum dan maksimum serta resolidifikasi. Sifat-sifat ini terkait langsung dengan dekomposisi termal batu bara. Dengan demikian, hal ini ditentukan oleh lebih komposisi maseral daripada struktur kimia batu bara. Fluiditas efektif batu bara sangat terkait dengan kandungan vitrinit. Liptinit keadaannya sangat cair tetapi bersifat mudah menyuling cairan. Inertinit memiliki sifat fluiditas rendah.

Batu bara yang secara normal digunakan dalam proses karbonisasi temperatur rendah adalah batu bara peringkat rendah, berkisar dari lignit hingga batu bara bituminus zat terbang tinggi dengan reflek-

tansi vitrinit <1.0% (Berkowitz, 1979). Batu bara peringkat rendah saat dipirolisis pada temperatur 600°C ke 700°C menghasilkan arang-arang keropos atau semikokas tanpa asap dan reaktif seperti batu bara asalnya. Sekalipun demikian, batu bara peringkat rendah dapat dibuat briket dan dikarbonisasi pada temperatur 900°C hingga 1.000°C untuk menghasilkan kokas. Arang yang dihasilkan juga bergantung pada jenis batu bara. Arang yang berasal dari inertinit sedikit lebih keropos daripada arang yang berasal dari vitrinit tetapi perbedaan ini berkurang seiring dengan peningkatan peringkatnya.

Batu bara yang digunakan dalam proses karbonisasi temperatur tinggi adalah batu bara peringkat tinggi, berkisar dari bituminus zat terbang menengah hingga bituminus zat terbang tinggi dengan nilai reflektansi dari 1,00% sampai 1,40% (Berkowitz, 1979). Batu bara berperingkat lebih rendah dan lebih tinggi bisa dicampur untuk meminimalkan biaya dan memaksimalkan kualitas.

Berkaitan dengan proses karbonisasi, maseral-maseral batu bara terbagi menjadi maseral reaktif (*binder*) dan lembam (*filler*), bergantung pada sifat-sifat selama karbonisasi. Maseral reaktif melunak pada proses pemanasan, menjadi plastis, berperan sebagai pengikat yang menghasilkan beragam residu kokas dan produk-produk sampingan. Hal ini bergantung pada peringkat batu bara dan tipe khas maseral. Maseral reaktif tersebut adalah vitrinit, liptinit, dan beberapa semifusinit (Daulay dkk., 2010a).

Maseral lembam mengalami degasifikasi tetapi hampir tetap stabil secara struktural selama karbonisasi. Maseral lembam ini mencakup semua maseral inertinit, kecuali untuk semifusinit reaktif (Daulay dkk., 2010a).

Metode sederhana yang memperlihatkan hubungan antara kekuatan kokas, peringkat batu bara, dan jenis batu bara dilakukan oleh Cook dan Edwards (1971). Mereka memperlihatkan kontur-kontur kekuatan kokas dalam plot orthogonal dengan kandungan reflektansi vitrinit dan kandungan vitrinit sebagai sumbu-sumbunya.

Namun sangat disayangkan bahwa kisaran peringkat batu bara yang dilakukan dalam penelitian ini sangat terbatas.

Metode lain yang dilakukan oleh Schapiro dan Gray (1964) menggunakan kisaran batu bara yang besar tetapi sangat sedikit variasinya. Metode ini sangat luas pemakaiannya tetapi mendapatkan kritikan keras dari Brown dkk. (1964).

Batu bara kokas terbagi atas:

- 1) batu bara kokas peringkat rendah, meliputi batu bara dengan peringkat <bituminus A zat terbang tinggi;
- 2) batu bara kokas peringkat menengah, meliputi bituminus A zat terbang tinggi ke bituminus zat terbang menengah; dan
- 3) batu bara kokas peringkat tinggi, meliputi bituminus zat terbang menengah dan bituminus zat terbang rendah.

Batu bara Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan berkomposisi utama vitrinit (>80%) dan tidak memiliki maseral lembam yang mencukupi (<10%) untuk memantapkan dan menguatkan struktur kokas dan dinding-dinding gelembung. Jadi, batu bara-batu bara tersebut memiliki kemantapan kokas rendah (Daulay dkk., 2010a).

Edwards dan Cook (1972) melaporkan bahwa kokas terkuat bisa dibuat dari batu bara yang memiliki kisaran reflektansi vitrinit dari 1,2% hingga 1,4% dan kandungan vitrinit dari 45% hingga 55%. Sementara itu, Jasienko (1978) mengusulkan bahwa batu bara dengan kandungan karbon 84–91%, hidrogen 4,0–5,5%, oksigen 4–8%, nitrogen 1,1–1,5%, dan sulfur 0,6–0,9% merupakan batu bara kokas terbaik.

Batu bara Neogen Cekungan Kutai di sebelah utara dan batu bara Paleogen Cekungan Barito di sebelah utara dan timur menghasilkan kokas yang bisa dicor dengan baik tetapi berupa kokas berbusa, berdinding gelembung tipis, dan retak-retak ekstensif.

Kandungan mineral berperan penting dalam menentukan kecocokan batu bara dalam memproduksi kokas, misalnya kandungan

mineral >12% bisa mengurangi sifat-sifat pengokasan (Edwards dan Cook, 1972; Daulay dkk., 2010a).

Berdasarkan pada penelitian-penelitian di atas, batu bara-batu bara Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan bisa digunakan sebagai stok umpan kokas untuk karbonisasi temperatur tinggi. Meskipun demikian, batu bara Paleogen Cekungan Barito di sebelah selatan dan timur dan Cekungan Kutai di sebelah tenggara dan batu bara Neogen di Cekungan Kutai di sebelah utara bisa dimanfaatkan sebagai komponen campuran dengan batu bara kokas berkualitas lebih baik dalam memproduksi kokas yang kuat. Selain itu, batu bara-batu bara lain yang terdapat di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan cocok dimanfaatkan sebagai stok umpan untuk proses karbonisasi temperatur rendah (600–700°C), seperti telah dilaporkan oleh Daulay dkk. (2010a). Speight (1983) melaporkan bahwa batu bara dengan reflektansi vitrinit >0,8% sedikit kurang cocok untuk kokas temperatur rendah sebab batu bara ini cenderung menempel pada dinding-dinding kamar karbonisasi.

Batu bara Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan tidak mengandung mineral yang bisa merusak pabrik kokas, apabila digunakan sebagai stok umpan. Batu bara Paleogen Cekungan Barito di sebelah timur mengandung mineral tinggi (rata-rata 8,3%) tetapi memiliki indeks stabilitas kokas tertinggi (Daulay dkk., 2010a). Batu bara Neogen Cekungan Kutai di sebelah utara memiliki nilai reflektansi vitrinit tertinggi di Kalimantan Timur. Namun, batu bara ini tidak memiliki stabilitas kokas yang baik sebab kandungan mineralnya <2% (Daulay dkk., 2010a). Sekalipun demikian, campuran batu bara dengan kandungan mineral tinggi sangat tidak diinginkan tetapi batu bara Neogen Cekungan Kutai lebih disukai dan lebih cocok dalam penggunaan campuran atau untuk karbonisasi temperatur rendah daripada batu bara Paleogen (Daulay dkk., 2010a).

M. DAMPAK LINGKUNGAN DAN KESEHATAN

Kekhawatiran tentang dampak-dampak batu bara terhadap lingkungan dan kesehatan manusia bukan merupakan sesuatu hal baru karena sejak dulu kala batu bara ini sudah digunakan sebagai bahan bakar dan menimbulkan dampak negatifnya di Cina sekitar 3.000 tahun yang lalu (Suàrez-Ruiz dan Crelling, 2008). Pada abad ke-13, keprihatinan tentang udara bersulfur di London menarik perhatian Kerajaan Britania Raya untuk melarang penggunaan batu bara di dalam kota karena menimbulkan masalah lingkungan dan kesehatan. Namun, dalam kurun 150 tahun yang lalu, penggunaan batu bara secara besar-besaran telah dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan energi dunia (*US Energy Information Agency*, 2007; *Energy Watch Group*, 2007). Pada tahun 1970-an, area-area penambangan batu bara yang ditinggalkan dan sungai-sungai berwarna kemerahan yang berasal dari aliran air asam tambang menimbulkan dampak negatif terhadap kesehatan dan lingkungan di Amerika Serikat (AS). Untuk menanggulangi dampak negatif itu, pemerintah federal AS mengeluarkan regulasi tentang pedoman reklamasi dan penanggulangan masalah lingkungan.

Polusi udara merupakan dampak lingkungan lainnya yang berasal dari pembakaran batu bara. Beberapa dekade yang lalu, masalah emisi sulfur dengan hujan asam dan unsur-unsur kimia yang dipancarkan ke dalam atmosfer akibat pembakaran batu bara membuat pemerintah federal AS mengeluarkan regulasi pembatasan emisi zat-zat beracun yang berasal dari pembakaran batu bara. Meskipun demikian, masalah kesehatan yang disebabkan oleh emisi batu bara tetap ada, terutama di negara-negara yang memiliki masalah yang sama tetapi tidak ada regulasi yang melarangnya (Finkelman dkk., 2002).

Beragam teknologi sudah dikembangkan untuk menangkap unsur-unsur dan senyawa-senyawa berbahaya yang potensial sebelum tersebar ke atmosfer. Teknologi-teknologi ini mengubah partikel-partikel dan senyawa-senyawa dalam bentuk uap air ke dalam bentuk

limbah padat. Limbah padat ini selanjutnya dibuang ke dalam kolam sedimen. Meskipun limbah padat ini bersifat lembam, pemahaman tentang kondisi senyawa berbahaya ini sangat penting dalam memecahkan permasalahan ini (Suàrez-Ruiz dan Crelling, 2008; Miller, 2011).

Lapisan batu bara yang terletak di bawah permukaan tanah secara umum tidak memperlihatkan ancaman-ancaman terhadap masalah lingkungan dan kesehatan. Namun, mineral-mineral yang terdapat di dalam batu bara bisa memengaruhi komposisi kimia air tanah dan kebakaran batu bara secara lokal dapat mengakibatkan amblesan, pencemaran air tanah, serta isu-isu kesehatan dan keselamatan yang terkait dengan panas dan asap dari api kebakaran batu bara. Proses-proses hidrogeokimia yang memengaruhi kimia air tanah dalam lapisan pembawa batu bara meliputi CO₂ dalam lapisan tanah, hidrolisis silikat, oksidasi pirit, disolusi karbonat, pertukaran kation, reduksi sulfat, presipitasi dan disolusi mineral sekunder seperti gipsum, kaolinit, dan gutit (Groenewold dkk., 1981; Powell dan Larson, 1985). Reaksi-reaksi ini bisa menghasilkan kenaikan mineralisasi air tanah. Sebagai contoh, pada cekungan batu bara, konsentrasi besi dan magnesium semakin meningkat dalam lapisan pembawa batu bara (Banaszak, 1980; Groenewold dkk., 1981; Powell dan Larson, 1985).

Lapisan batu bara bawah permukaan bisa menimbulkan dampak serius terhadap kesehatan manusia sebelum kegiatan operasi penambangan, transportasi, dan pembakaran pada beberapa tempat di bumi ini, terutama pada peringkat batu bara lignit (Feder dkk., 1991; Finkelman dkk., 1991; Tatu dkk., 1998; Orem dkk., 2007).

Penambangan batu bara, apabila tidak dilakukan sesuai dengan kaidah penambangan yang baik dan benar, sering menimbulkan dampak lingkungan yang nyata. Greb dkk. (2006) melaporkan isu-isu yang terkait dengan penambangan batu bara sebagai berikut: (1) gangguan fisik di permukaan tanah, (2) amblesan, (3) erosi dan banjir, (4) degradasi air permukaan dan kualitas air tanah, (5) kebakaran

tambang batu bara, (6) gas metana yang lepas, (7) keselamatan publik dan isu-isu gangguan tanah, dan (8) kesehatan dan keselamatan petambang batu bara. Bragg dkk. (1997) dan Huang dkk. (2004) melaporkan bahwa petambang batu bara antrasit mengalami lebih banyak gangguan penyakit paru-paru daripada petambang batu bara peringkat rendah di AS. Selain itu, penyebab penyakit tersebut ditimbulkan oleh kandungan besi dan pirit dalam batu bara.

Batu bara dan lapisan pembawa batu bara mengandung mineral-mineral disulfida, seperti pirit yang dapat menyebabkan air asam tambang. Air asam tambang ini berasal dari tambang batu bara permukaan dan bawah permukaan yang sudah ditinggalkan, fasilitas pengolahan, dan tumpukan batuan limbah. Aliran air asam tersebut menimbulkan masalah lingkungan sebab aliran tersebut dapat menipiskan kandungan oksigen, keracunan, serta korosi yang dapat merusak kualitas air dan mematikan habitat flora dan fauna air (Earle dan Callaghan, 1998; Rose dan Cravotta, 1998; Skousen dkk., 1998). Air asam tambang terjadi ketika penambangan atau pengolahan mengenai lapisan pembawa mineral sulfida serta membawa mineral-mineral ini kontak dengan air dan oksigen. Karena kebanyakan mineral sulfida ini adalah pirit, daerah-daerah dengan lapisan batuan dengan kandungan tinggi pirit merupakan penyebab air asam tambang yang potensial. Batu bara, serpih, batulempung, dan batupasir merupakan lapisan batuan sedimen berisi konsentrasi pirit yang tinggi di daerah tambang batu bara.

Secara umum, batu bara di Indonesia yang banyak mengandung konsentrasi pirit ini terbentuk pada lingkungan pengendapan delta atau lingkungan paralik (Santoso dan Daulay, 2005a,b; Daulay dkk., 2010a; Widodo dkk., 2010; Santoso, 2011). Batu bara ini terdapat pada Cekungan Kutai di sebelah timur dan Cekungan Barito di sebelah timur. Mengingat bahwa di daerah-daerah ini terdapat banyak kegiatan penambangan batu bara, kaidah-kaidah penambangan dengan baik dan benar harus dijalankan sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku. Dengan demikian, dampak

penambangan batu bara, terutama yang terkait dengan isu-isu air asam tambang, dapat dikurangi sehingga masalah kesehatan dan lingkungan di daerah-daerah tersebut dapat terjaga dengan baik.

N. BRIKET

Bahan-bahan yang diperlukan untuk memproduksi briket batu bara adalah batu bara zat terbang rendah, dengan kandungan zat terbang 8–16% dan peringkat batu bara bituminus zat terbang rendah hingga semi-antrasit (Stach dkk., 1982; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Namun, pemasaran briket batu bara terkadang mengalami penurunan karena bahan bakar tanpa asap lebih diminati para penggunanya. Analisis petrografis sedikit kurang berperan dalam pembuatan briket batu bara ini apabila dibandingkan dengan proses karbonisasi batu bara karena kehadiran batu bara peringkat tinggi sudah mencukupi syarat dalam pembuatan briket tersebut. Proporsi antara fusinit dan semifusinit terkadang perlu ditentukan karena porositas maseral-maseral ini berdampak pada penggunaan ter (*pitch*). Jika analisis ini dilakukan, hal penting yang perlu dilakukan adalah menentukan pemisahan butiran antara fusinit dan semifusinit. Analisis ini harus dilakukan sesuai dengan ukuran asli maseral-maseral tersebut karena tingkat tumbuh bersama mereka menjadi berubah pada proses penggilingan berikutnya. Jumlah dan ukuran permukaan sayatan poles yang diperlukan pada analisis ini bergantung pada ukuran butir batu bara briket (<3 mm). Keakurasian analisis ini sangat memuaskan, selama pemisahan antara fusinit dan semifusinit dilakukan.

Kecepatan pembakaran tertinggi diperlihatkan oleh semifusinit. Pengaruh mineral pada tingkat kemajuan pembakaran mencapai tingkat terbesar, apabila batu bara mengandung mineral-mineral berbutir menengah (Stach dkk., 1982; Suárez-Ruiz dan Crelling, 2008). Kandungan mineral yang tinggi atau rendah hanya mengarah pada peningkatan kecil dalam kecepatan pembakaran. Serpih murni (tanpa bahan-bahan karbon) tidak berefek pada pembakaran batu bara. Hal-hal penting yang perlu diperhatikan untuk mengkaji sifat-sifat

pembriketan selama pembakaran adalah analisis-*analisis* mikroskopis harus dilakukan untuk menentukan kandungan vitrinit, semifusinit, fusinit, mikrolitotipe, dan inklusi mineral serta penyebarannya.

Dengan melihat persyaratan sifat-sifat pembuatan briket batu bara, ada beberapa batu bara di Cekungan Ombilin, Cekungan Kutai di bagian utara, dan Cekungan Barito di bagian utara yang dapat digunakan. Secara umum, peringkat batu bara di daerah-daerah tersebut adalah bituminus zat terbang rendah (Santoso dan Daulay, 2005a,b; Daulay dan Santoso, 2008; Santoso dan Daulay, 2009; Belkin dkk., 2009; Daulay dkk., 2010a). Walaupun demikian, secara umum batu bara di daerah-daerah tersebut memiliki kandungan kecil inertinit, terutama yang terkait dengan semifusinit dan fusinit serta litotipe vitrain (dominasi vitrinit) sangat mendominasi dibandingkan dengan litotipe durain (dominasi inertinit). Puslitbang *tekMIRA* beberapa dekade yang lalu telah melakukan pembuatan briket batu bara (Rijwan dkk., 2010). Peringkat batu bara yang digunakan dalam kegiatan ini adalah batu bara peringkat rendah yang terdapat di Sumatra dan Kalimantan. Agar meningkatkan peringkat batu bara tersebut menjadi lebih tinggi seperti persyaratan di atas dilakukan proses *upgrading* (Rijwan dan Daulay, 2006; Umar dan Hanafiah, 2006; Umar dkk., 2007; Hudaya, 2008; Suganal, 2009). Secara teknis, penguasaan teknologi pembuatan briket batu bara ini sudah dikuasai oleh para peneliti di institusi tersebut. Namun, kelayakan finansial perusahaan briket batu bara ini belum menunjukkan hasil yang menggembirakan. Untuk itu, institusi ini tetap berusaha menanggulangi permasalahan tersebut dalam membuat efisiensi teknologi pembuatan briket batu bara, sehingga diharapkan dapat mengurangi nilai harga jualnya yang lebih kompetitif di pasar.

BAB 8

KESIMPULAN

Berdasarkan pada penyajian bab-bab sebelumnya, beberapa kesimpulan dapat ditarik berdasarkan jenis, peringkat, dan aplikasi pemanfaatan batu bara sebagai berikut.

A. JENIS BATU BARA

Secara makroskopis, litotipe batu bara Sumatra dan Kalimantan didominasi oleh vitrain berwarna hitam cerah dan klarain berwarna hitam agak kusam.

Vitrinit yang merupakan maseral dominan pada batu bara Sumatra dan Kalimantan, terdiri atas detrovitrinit, telovitrinit, dan sedikit gelovitrinit. Liptinit sangat umum terdapat pada batu bara ini dengan kandungan antara 5% dan 10%. Resinit mendominasi maseral liptinit ini tetapi kutinit dan suberinit mendominasi pada beberapa batu bara Sumatra dan Kalimantan. Sementara itu, sporinit dan liptodetrinit juga umum ditemukan, dan fluorinit jarang terlihat dalam batu bara ini. Batu bara ini juga dicirikan oleh kehadiran maseral liptinit lain, seperti eksudatinit dan alginit. Inertinit secara khas ditemukan dalam batu bara Neogen, dengan kandungan sekitar 5%, terdiri atas semifusinit, sklerotinit, fusinit, dan inertodetrinit. Mineral berupa pirit dan mineral lempung ditemukan dalam batu bara Sumatra dan Kalimantan, dengan kandungan sekitar 5%.

Batu bara Sumatra dan Kalimantan memperlihatkan karakteristik yang hampir sama. Hal ini mengindikasikan adanya kesamaan

umur pembentukan, iklim, lingkungan pengendapan, dan tatanan cekungan batu bara ini.

B. PERINGKAT BATU BARA

Batu bara Neogen secara khas berperingkat lebih rendah dibandingkan dengan batu bara Paleogen pada batu bara Sumatra dan Kalimantan. Batu bara Paleogen yang tidak dipengaruhi oleh efek intrusi memiliki reflektansi vitrinit antara 0,53% dan 0,83%. Sementara itu, batu bara Neogen memiliki reflektansi vitrinit 0,30% sampai 0,57%. Reflektansi vitrinit batu bara ini memperlihatkan kenaikan persentase berdasarkan kedalamannya. Lapisan batu bara di Bukit Asam dan Ombilin yang terpengaruh oleh intrusi andesit memperlihatkan reflektansi vitrinit antara 0,69% (bituminus) dan 4,69% (antrasit).

C. APLIKASI PEMANFAATAN

Jenis dan peringkat batu bara terjadi karena aspek-aspek geologis yang memengaruhi pembentukannya. Berdasarkan pada karakteristik batu bara Sumatra dan Kalimantan, aplikasi pemanfaatannya sangat berguna dalam proses-proses teknis, identifikasi lapisan batu bara, permasalahan geologis, indikator lingkungan pengendapan, pertambangan, batuan sumber minyak bumi dan batuan reservoir, pembakaran, pencairan, gasifikasi, karbonasi, dampak lingkungan kesehatan, dan pembuatan briket.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdel-Baset, M.B., Yarzab, R.F., & Given, P.H. (1978). Dependence of coal liquefaction behavior on coal characteristics. Statistical correlations of conversion in coal-tetralin interactions. *Fuel*, 57, 89–94.
- Addison, R., Haryoko, S., & Land, D.H. (1982). The East Kalimantan coal project, report on the coal geology the Badak syncline. *Report no. SDM 004*. Directorate of Mineral Resources, Bandung, 44 (tidak diterbitkan).
- Alpert, S.B. & Wolk, R.H. (1981). *Liquefaction processes*. Chemistry of coal utilization (Elliot, M.A., Editor), 2nd supplement, Wiley&Sons, New York, 1.919–1.990.
- American Society for Testing and Material (ASTM) Standards, Annual Book. (2002). *Petroleum products, lubricants and fossil fuels, gaseous fuels; coal and coke*, USA, 650.
- Amijaya, H. & Littke, R. (2006). Properties of thermally metamorphosed coal from Tanjung Enim area, South Sumatra basin, Indonesia with special reference to the coalification path of macerals. *International Journal of Coal Geology*, 66, 271–295.
- Ayers Jr., W.B. (2002). Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River Basins. *American Association Petroleum Geologists Bulletin*, 86, 1.853–1.890.
- Ayers Jr., W.B. & Kaiser, W.A. (eds.). (1994). Coalbed methane in the Upper Cretaceous Fruitland Formation, San Juan Basin, Colorado and New Mexico. *Texas Bureau of Economic Geology, Report Inv.*, 218, 216.
- Badan Geologi. (2009). *Peta cekungan sedimen Indonesia berdasarkan data gaya berat dan geologi skala 1:5.000.000*, Bandung.

- Banaszak, K.J. (1980). Coal as aquifers in the United States. Dalam: Graves, D.H. dan De Vore, R.W. eds., *Surface mining hydrology, sedimentology, and reclamation*, Proceedings of the symposium on surface mining hydrology, sedimentology, and reclamation, University of Kentucky, Lexington, 235–241.
- Bates, R.L. & Jackson, J.A. (1987). *Glossary of geology*. 3rd edition, American Geological Institute, Alexandria, Virginia, 788.
- Beesting, M., Hartwell, R.R., & Wilkinson, H.C. (1977). Coal rank and coke reactivity. *Fuel*, 56, 319–324.
- Belkin, H.E., Tewalt, S.J., Hower, J.C., Stucker, J.D., & O’Keefe, J.M.K. (2009). Geochemistry and petrology of selected coal samples from Sumatra, Kalimantan, Sulawesi and Papua, Indonesia. *International Journal of Coal Geology*, 77 (2009), 260–268.
- Bell, D.A., Towler, B.F., & Fan, M. (2011). *Coal gasification and its applications*. Elsevier, Amsterdam, 399.
- Bend, S.L., Edwards, I.A.S., & Marsh, H. (1992). The influence of rank upon char morphology and combustion. *Fuel*, 71, 493–501.
- Berkowitz, N. (1979). *An introduction to coal technology*. Academic Press, New York, San Francisco, London, 345.
- Bostick, N.H. & Pawlewicz, M.J. (1984). Paleotemperatures based on vitrinite reflectance of shales and limestones in igneous dike aureoles in the Upper Cretaceous Pierre shale, Walsenburg, Colorado. In: Woodward, J.G., Meissner, F.F. and Clayton, J.L. (Eds.), *Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region*, Rocky Mountain Association of Geologists, 387–392.
- Bragg, L.J., Oman, J.K., Tewalt, S.J., Oman, C.J., Rega, N.H., Washington, P.M., & Finkelman, R.B. (1997). US Geological Survey Coal Quality Database, *US Geological Survey Open-File Report 97–134*, CD and database.
- Brown, H.R., Cook, A.C. & Taylor, H.G. (1964). Variations in the properties of vitrinite in isometamorphic coal. *Fuel*, 43, 43–54.
- Bustin, R.M., Cameron, A.R., Grieve, D.A., & Kalkreuth, W.D. (1983). Coal petrology: its principles, methods and applications. *Short Course Notes, vol.3*, Victoria, 230.
- Cameron, A.R. (1978). Megascopic description of coal with particular reference to seams in southern Illinois, in Dutcher, R.R. (ed.), *Field description of coal*, ASTM STP, 661, 9–32.

- Charman, D. (2002). *Peatlands and environmental change*. University of Plymouth, John Wiley&Sons Ltd., England, 301.
- Chickatamarla, L. & Bustin, R.M. (2003). Sequestration potential of acid gases in western Canadian coals. *2003 International Coalbed Methane Symposium Proceedings*, Paper 0360, 16.
- Clarkson, C.J. (1992). Optimisation of coal production from mine face to customer. *Conference Proceedings Third Large Open Pit Mining Conference*, Mackay, Australasian Institute of Mining and Metallurgy, 433–440.
- Cmiel, S.R. & Idziak, A.F. (2003). Optical anisotropy of coal as an indicator of paleostress field in the fault zones of the Upper Silesian Coal Basin, Poland. *Conference Proceedings 12th International Symposium on Mine Planning and Equipment Selection, Australasian Institute of Mining and Metallurgy Publication Series 1*, 215–218.
- Cook, A.C. (1982). *The origin and petrology of organic matter in coals, oil shales and petroleum source rocks*. The University of Wollongong, Wollongong, NSW, Australia, 106.
- Cook, A.C. & Edwards, G.E. (1971). Vitrinite content and coke strength. *Fuel*, 50, 41–52.
- Cook, A.C. & Wilson, R.G. (1969). Rank and type variations in coals from the southern and southwestern coalfields, New South Wales, and their influence upon coking. *Proceedings of Australian Institution of Mineral and Metallurgy*, 232, 27–39.
- Crelling, J.C., Hippo, E.J., Woerner, B.A. & West, D.P. (1992). Combustion characteristics of selected whole coals and macerals. *Fuel*, 71, 151–158.
- Cudmore, J.F. (1977). Evaluation of coals for conversion to liquid hydrocarbons. In: *Processes on coal borehole evaluation*. Proceedings of Australian Institution of Mineral and Metallurgy, 146–158.
- Darman, H. & Sidi, F.H. (2000). *An outline of the geology of Indonesia*. Indonesian Association of Geologists, Jakarta, 192.
- Daulay, B. & Santoso, B. (2008). Characteristics of selected Sumatran Tertiary coals regarding their petrographic analyses. *Indonesian Mining Journal*, vol. 11, no. 10, 1–18.
- Daulay, B. & Suprpto, S. (2007). Teknologi gasifikasi bawah tanah: salah satu upaya pemanfaatan batu bara peringkat rendah. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, no. 40, tahun 15, 18–24.

- Daulay, B., Umar, D.F., Santoso, B., & Suganal. (2010a). Evaluation of Kalimantan coal quality in order to select the appropriate and effective utilization technologies. *Indonesian Mining Journal*, vol. 13, no. 2, 83–93.
- Daulay, B., Umar, D.F., Santoso, B. & Suganal. (2010b). Strategy to maximize use of coal and associated gaseous fuels in South Sumatra Basin. *Indonesian Mining Journal*, vol. 13, no.3, 119–127.
- Davis, A., Spackman, W., & Given, P.H. (1976). The influence of the properties of coals on their conversion to clean fuels. *Energy Sources* 3, 55–81.
- De Coster, G.L. (1974). The geology of the Central and South Sumatra Basins. *Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 3rd Annual Convention*, Jakarta, 77–110.
- Diessel, C.F.K. (1965). Correlation of macro and micropetrography of some New South Wales coals. *Proceedings of the eight Commonwealth Mining and Metallurgical Congress*, 6, 669–677.
- Diessel, C.F.K. (1982). An appraisal of coal facies based on maceral characteristics. *Australian Coal Geology*, 4 (2), 474–483.
- Diessel, C.F.K. (1986). On the correlation between coal facies and depositional environments. *Proceedings of the 20th Sydney Basin Symposium*, Department of Geology, University of Newcastle, 19–22.
- Diessel, C.F.K. (1992). *Coal-bearing depositional systems*. Springer-Verlag, 721.
- Diessel, C.F.K. (2010). The stratigraphic distribution of inertinite. *International Journal of Coal Geology*, 81, 251–268.
- Donahue, B.A. & Leonard, J.W. (1967). Petrography for coal mining and coal preparation-2. *West Virginia University, School of Mines Coal Research Bureau Technical Report* 28, West Virginia University, 21.
- Earle, J. & Callaghan, T. (1998). Impacts of mining drainage on aquatic life, water uses and manmade structures. In: Brady, B.C., Kania, T., Smith, W.M. and Hornberger, R.J. eds., *Coal mine drainage prediction and pollution prevention in Pennsylvania*, Pennsylvania Department of Environmental Protection, 4.1–4.10.
- Edwards, G.E. & Cook, A.C. (1972). The design of blends for the production of metallurgical coke with particular reference to long term aspects of using New South Wales coals. *Proceedings of Australian of Mineral and Metallurgy*, 244, 1–11.
- Elliot, M.A. (1981). *Chemistry of coal utilization*. 2nd supplementary, John Wiley and Sons, New York, 2.374.

- Energy Watch Group. (2007). *Coal: resources and future production*. EWP-Paper 1/07, Final Version 28032007, www.energywatchgroup.org/files/Coal-report.pdf.
- Esterle, J.S. & Ferm, J.C. (1986). Relationship between petrographic and chemical properties and coal seam geometry, Hance seam, Breathitt Formation, southeastern Kentucky. *International Journal of Coal Geology*, 6, 199–214.
- Eubank, R.T. & Makki, C.A. (1981). Structural geology of the Central Sumatra back-arc basin. *Indonesian Petroleum Association, 10th Annual Convention*, Jakarta, 53.
- Falcon, R.M.S. & Snyman, C.P. (1986). *An introduction to coal petrography: Atlas of petrographic constituents in the bituminous coals of Southern Africa*. Geological Society of South Africa, 27.
- Feder, G.L., Radovanovic, Z., & Finkelman, R.B. (1991). Relationship between weathered coal deposits and the etiology of Balkan endemic nephropathy. *Kidney International*, 40, Suppl. 34, s-9–s-11.
- Finkelman, R.B., Feder, G.L., Orem, W.H., & Radovanovic, Z. (1991). Relation between low-rank coal deposits and Balkan endemic nephropathy. Association of Geoscientists for International Development Newsletter, *AGID News* 65, 23, 425–443.
- Finkelman, R.B., Orem, W., Castranova, V., Tatu, C.A., Belkin, H.E., Zheng, B., Lerch, H.E., Maharaj, S.V., & Bates, A.L. (2002). Health impacts of coal and coal use: possible solutions. *International Journal of Coal Geology*, 50, 425–443.
- Fung, D.P.C. (1982). Laboratory gasification of five Canadian coals. *Fuel*, 61, 139–144.
- Gafoer, S., Amin, T.C., & Purnomo, J. (2007). *Peta Geologi Lembar Lahat, Sumatra Selatan, skala 1:250.000*. Pusat Survei Geologi, Bandung.
- Gentzis, T. (2000). Subsurface sequestration of carbon dioxide-an overview from Alberta (Canada) perspective. *International Journal of Coal Geology*, 43, 287–305.
- Geological Agency. (2010). *Indonesian geological album-coal series*. Bandung, 190.
- Given, P.H., Cronauer, D.C., Spackman, W., Lovell, H.L., Davis, A., & Biswas, B. (1975a). Dependence of coal liquefaction behaviour on coal characteristics. 1. Vitrinite-rich samples, *Fuel*, 54, 34–39.

- Given, P.H., Cronauer, D.C., Spackman, W., Lovell, H.L., Davis, A., & Biswas, B. (1975b). Dependence of coal liquefaction behaviour on coal characteristics. 2. Role of petrographic composition, *Fuel*, 54, 40–49.
- Given, P.H., Schleppey, R., & Sood, A. (1980a). Dependence of coal liquefaction behaviour on coal characteristics. 5. Data from a continuous flow reactor. *Fuel*, 59, 747–750.
- Given, P.H., Spackman, W., Davis, A., & Jenkins, R.G. (1980b). Some proved and unproved effects of coal geochemistry on liquefaction behavior with emphasis on US coals. *Coal liquefaction fundamentals* (Whitehurst, D.D., Editor), ACS Symposium Series 139, Washington D.C., 1–34.
- Golab, A.N., Hutton, A.C., & French, D. (2007). Petrography, carbonate mineralogy and geochemistry of thermally altered coal in Permian coal measures, Hunter Valley, Australia. *International Journal of Coal Geology*, 70, 150–165.
- Gomez, M. & Donaven, D.J. (1971). Prediction of low-temperature carbonization properties of coal in advance of mining. Bureau of Mines, Washington D.C., *Report: BM-RI-7561*, 94.
- Gorin, E. (1981). Fundamentals of coal liquefaction. *Chemistry of coal utilization* (Elliot, M.A., Editor), 2nd Supplement, Wiley&Sons, New York, 1845–1918.
- Greb, S.F., Eble, C.F., Hower, J.C., & Andrews, W.M. (2002). Multiple-bench architecture and interpretations of original mire phases: examples from the Middle Pennsylvanian of the Central Appalachian Basin, USA. *International Journal of Coal Geology*, 49, 147–175.
- Greb, S.F., Eble, C.F., Peters, D.C., & Papp, A.R. (2006). *Coal and the environment*. American Geological Institute, Environmental Awareness Series 10, 64.
- Groenewold, G.H., Rehm, B.W., & Cherry, J.C. (1981). Depositional setting and groundwater quality in coal-bearing sediments and spoils in western North Dakota. Recent and Ancient Nonmarine Depositional Environments. In: Etheridge, F.G. and Flores, R.M. eds.), *Society for Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication*, 31, 157–167.
- Hamilton, W. (1979). Tectonics of the Indonesian region. *US Geological Survey Professional Paper*, 1078, 345.
- Hardjono & Syarifuddin, I.I. (1983). Explanatory notes on coal resources map of Indonesia. *Special Publication of the Directorate of Mineral Resources, Indonesia, Khusus 1*, 24 (tidak diterbitkan).

- Harsa, E. (1975). Some of the factors which influence oil occurrence in the South Sumatra and Central Sumatra Basins. *The Regional Conference on the Geology and Mineral Resources of Southeast Asia*, Jakarta (tidak diterbitkan).
- Heryanto, R., Supriatna, S., Rustandi, E., & Baharuddin. (2007). *Peta Geologi Lembar Sampanahan, Kalimantan, skala 1:250.000*. Pusat Survei Geologi, Bandung.
- Hidayat, S. & Umar, I. (2006). *Peta geologi lembar Balikpapan, Kalimantan, skala 1:250.000*. Pusat Survei Geologi, Bandung.
- Higman, C. & van der Burgt, M. (2008). *Gasification*. 2nd edition. Elsevier, Amsterdam, 435.
- Hippo, E.J., Jenkins, R.G., & Walker Jr., P.L. (1979). Enhancement of lignite char reactivity to steam by cation condition. *Fuel*, 58, 338–344.
- Hough, D.C. & Sanyal, D.A. (1987). The role of petrography in the classification and combustion of coal. *Energy World*, 146, 7–10.
- Hower, J.C. (1998). Interrelationship of coal grinding properties and coal petrology. *Mineral and Metallurgical Processing*, 15, 1–16.
- Hower, J.C., Graese, A.M., & Klapheke, J.G. (1987). Influence of microliothotype composition on hardgrove grindability for selected eastern Kentucky coals. *International Journal of Coal Geology*, 7, 227–244.
- Huang, X., Li, W., Attfeld, M.D., Nadas, A., Frenkel, K., & Finkelman, R.B. (2004). Mapping and prediction of Coal Workers' Pneumoconiosis with bio-available iron content in bituminous coals. *Environmental Health Perspectives*, 113 (8), 964–968.
- Huda, M., Agustina, G., Ningrum, N.S., & Daulay, B. (2009). Financial analysis on development of coal liquefaction plant in Indonesia using brown coal liquefaction (BCL) technology. *Indonesian Mining Journal*, vol. 12, no. 13, 39–46.
- Huda, M., Prijono, H., Ningrum, N.S., & Suganal. (2010). Evaluation of iron ore from South Kalimantan and tailing of PT. Freeport as catalyst precursors for direct coal liquefaction. *Indonesian Mining Journal*, vol. 13, no. 1, 8–15.
- Hudaya, G.K. (2008). Analisis kepekaan (sensitivity analysis) faktor-faktor yang memengaruhi kelayakan finansial pabrik UBC komersial. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, 04, 12, hlm. 550–556.
- Hunt, J.W., Brakel, A.T., & Smyth, M. (1986). Origin and distribution of the Bayswater Seam and correlatives in the Permian Sydney and Gunnedah Basins, Australia. *Australian Coal Geology*, 6, 59–75.

- Hutton, A.C. & Cook, A.C. (1980). Influence of alginate on the reflectance of vitrinite from Joadja NSW and some other coals and oil shales containing alginate. *Fuel*, 59, 711–714.
- Jansen, G.J. (1987). Petrography studies can aid in coal mine planning and in estimating methane yields in coal beds. *Mining Engineering*, 39, 849–852.
- Jasienko, S. (1978). The nature of coking coals. *Fuel*, 57, 131–146.
- Jenkins, R.G., Hippo, E., & Walker Jr., P.L. (1975). Reactivity of heat-treated coals in carbon dioxide at 900°C. *Fuel*, 54, 245–249.
- Jie, L. (2003). *An overview of the Chinese programme on underground coal gasification*. UCG Research Centre, China University of Mining and Technology, Beijing.
- Kaiser, W.R., Hamilton, D.S., Scott, A.R., Tyler, R., dan Finley, R.J. (1994). Geological and hydrological controls on the producibility of coalbed methane. *Journal of Geological Society of London*, 151, 417–420.
- Katili, J.A. (1980). *Geotectonics of Indonesia—a modern view*. Directorate General of Mines, Jakarta, 271.
- Koesoemadinata, R.P. (1978). Sedimentary framework of Tertiary coal basins of Indonesia. *3rd Regional Conference on Geology and Mineral Resources of Southeast Asia*, Bangkok, Thailand, 621–639.
- Lamberson, M.N., Bustin, R.M., & Kalkreuth, W. (1991). Lithotype (maceral) composition and variations as correlated with palaeo-wetland environments, Gates Formation, northeastern British Columbia, Canada. *International Journal of Coal Geology*, 18, 87–124.
- Langenberg, W. & Kalkreuth, W. (1991). Reflectance anisotropy and syn-deformational coalification of the Jewel seam in the Cadomin area, Alberta, Canada. *International Journal of Coal Geology*, 19, 303–317.
- Lee, G.K. & Whaley, H. (1983). Modification of combustion and fly ash characteristics by coal blending. *Journal of Institution of Energy*, 56, 190–197.
- Levine, J.R. (1993). Coalification: the evolution of coal as source rock and reservoir rock for oil and gas. *American Association of Petroleum Geology Studies in Geology*, 38, 39–77.
- Levine, J.R. & Davis, A. (1989). Reflectance anisotropy of upper carboniferous coals in the Apalachian foreland basin, Pennsylvania, USA. *International Journal of Coal Geology*, 13, 341–373.
- Lowry, H.H. (1963). *Chemistry of coal utilization*. Supplementary volume, John Wiley & Sons, New York, 745.

- MacGregor, I.M. (1983). Preliminary results on the relationship of coal petrology to coal cuttability in some South African coals. *Special Publication, Geological Society of South Africa*, 7, 117–128.
- Machnikowska, H. & Jasienko, S. (1985). Liquefaction of macerals from high volatile bituminous coals. *Proceedings of International Conference on Coal Science*, Sydney, 673–676.
- Mackay, G.H. (1985). Coal macerals and coal composition: their effect on liquefaction behavior of brown coal. *Proceedings of International Conference on Coal Science*, Sydney, 677–679.
- Marubeni Iida & Kaiser Steel. (1971). Ombilin coalfield, West Sumatra, Indonesia. *Technical report of investigation and exploration*, Marubeni Iida Co. Ltd. and Kaiser Steel International Mining Corporation (tidak diterbitkan), 67.
- Merrick, D. (1984). *Coal combustion and conversion technology*. Macmillan Publication Ltd., London, 405.
- Merritt, R.D. (1987). *Dictionary of coal science and technology*. Noyes Publications, Park Ridge, New Jersey, USA, 383.
- Miller, B.G. (2005). *Coal energy systems*. Elsevier, Amsterdam, 526.
- Miller, B.G. (2011). *Clean coal engineering technology*. Elsevier, Amsterdam, 681.
- Moore, T.A. (1991). The effects of clastic sedimentation on organic facies development within a tertiary subbituminous coal bed, Powder River Basin, Montana, USA. *International Journal of Coal Geology*, 18, 187–209.
- Moore, T.A. (1995). Developing models for spatial prediction of mining and utilization potentials in coal seams: an example from the Greymouth Coalfield. *Proceedings of 6th New Zealand Coal Conference*, 385–402.
- Moore, T.A., Li, Z. & Moore, N.A. (2006). Controls on the formation of an anomalously thick Cretaceous-age coal mire. In: Greb, S.F. and DiMichele, W.A. Eds.), *Wetlands through time*, geological Society of America, Special Paper 399, 269–290.
- Moore, T.A. & Shearer, J.C. (2003). Peat/coal type and depositional environment—are they related? *International Journal of Coal Geology*, 56, 233–252.
- Nandi, B.N., Brown, T.D., & Lee, G.K. (1977). Inert coal macerals in combustion. *Fuel*, 56, 125–130.
- Neaval, R.C. (1981). Origin, petrography, and classification of coals. Dalam: Elliot, M.A. (Editor), *Chemistry of coal utilization*, 2nd supplement, John Wiley&Sons, New York, 91–158.

- Ningrum, N.S. (1990). *The production of activated carbon from Indonesian coals for water treatment*. MSc Thesis, the University of Wollongong, Wollongong, 118 (tidak diterbitkan).
- Ningrum, N.S., Huda, M. & Prijono, H. (2010). The preliminary study of co-processing coal with used tire and asphalt in coal liquefaction. *Indonesian Mining Journal*, vol. 13, no. 1, 39–46.
- Ningrum, N.S. & Santoso, B. (2009). Petrographic study on genesis of selected inertinite-rich coals from Jambi Subbasin. *Indonesian Mining Journal*, vol. 12, no. 3, 111–117.
- Oliver, R.L. & Dana, G.F. (1991). Underground coal gasification. In: Peters, D.C. (ed.), *Geology in coal resource utilization*, Energy Mineral Division, AAPG, 155–168.
- Orem, W., Tatu, C., Pavlovic, N., Bunnell, J., Lerch, H., Paunescu, H., Ordodi, V., Corum, M., & Bates, A. (2007). Health effects of toxic organic substances from coal: towards 'Pandemic' Nephropathy. *Ambio*, 36, 1, 98–102.
- Paproth, E. & Wolf. (1973). Zur paläogeographischen Deutung der Inkohlung im Devon und Karbon des nördlichen Rheinischen Schiefergebirges. *N. Jb. Geol. Paläont., Mh*, 1973 (8), 469–493.
- Pashin, J.C., Ward II, W.E., Winston, R.B., Chandler, R.V., Bolin, D.E., Richter, K.E., Osborne, W.E., & Sarnecki, J.C. (1991). Regional analysis of the Black Creek-Cobb coalbed-methane target interval, Black Warrior Basin, Alabama. *Alabama Geological Survey Bulletin*, 145, 127.
- Powell, J.D. & Larson, J.D. (1985). Relation between groundwater quality and mineralogy in the coal-producing Norton Formation of Buchanan County, Virginia. *US Geological Survey Water-Supply Paper 2274*, 30.
- Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batu Bara. (2009). *Ensiklopedia batu bara*. Bandung, 681.
- Pusat Sumber Daya Geologi. (2012). *Laporan akhir pemutakhiran data dan neraca energi fosil tahun anggaran 2011*, Bandung, 75.
- Rightmire, C.T., Eddy, G.E., & Kirr, J.N. (eds.). (1984). Coalbed methane resources of the United States. *American Association of Petroleum Geology Studies in Geology*, 21, 378.
- Rijwan, I. & Daulay. (2006). Unjuk kerja pilot plant UBC terhadap batu bara Pasir, Kalimantan Timur. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, 37, 14, 206–213.

- Rijwan, I., Sulistyohadi, F., Yaskuri, D., Hudaya, G.K., & Huda, M. (2010). *Pengembangan teknologi proses upgrading batu bara peringkat rendah (coal drying and briquetting)*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batu bara, Bandung, 32.
- Roeslan, K. (1984). The coal resources of Indonesia and Southeast Asia. *AGID-ILP Workshop, 7th AGC*, Sydney, 43.
- Rose, A.W. & Cravotta, C.A. (1998). Geochemistry of coal mine drainage. Dalam: Brady, B.C., Kania, T., Smith, W.M. and Hornberger, R.J. eds., *Coal mine drainage prediction and pollution prevention in Pennsylvania*, Pennsylvania Department of Environmental Protection, 1.1–1.22.
- Rustandi, E., Nila, E.S., Sanyoto, P., & Margono, U. (2006). *Peta geologi lembar Kotabaru, Kalimantan, skala 1:250.000*. Pusat Survei Geologi, Bandung.
- Samuel, L. & Muchsin, S. (1975). Stratigraphy and sedimentation in the Kutai Basin, Kalimantan. *Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 4th Annual Convention*, 27–39.
- Santoso, B. (2010). Petrographic properties of Palaeogene southern Banten coal seams with regard to geologic aspects. *Indonesian Mining Journal, vol. 13, no. 2*, 47–54.
- Santoso, B. (2011). Organic petrology of selected coal samples of Eocene Kuaro Formation from Pasir area-East Kalimantan. *Indonesian Mining Journal, vol. 14, no. 3*, 146–153.
- Santoso, B. & Daulay, B. (2005a). Type and rank of selected Tertiary Kalimantan coals. *Indonesian Mining Journal, vol. 8 no. 2*, 1–12.
- Santoso, B. & Daulay, B. (2005b). Significance of type and rank of selected Kutai coals with respect to their utilization characteristics. *Indonesian Mining Journal, vol. 8 no. 3*, 1–12.
- Santoso, B. & Daulay, B. (2007). Comparative petrography of Ombilin and Bayah coals related to their origin. *Indonesian Mining Journal, vol. 10, no. 9*, 1–12.
- Santoso, B. & Daulay, B. (2008). Importance of organic petrology to type and rank of Miocene Asem-Asem coal, South Kalimantan. *Indonesian Mining Journal, vol. 11, no. 12*, 1–10.
- Santoso, B. & Daulay, B. (2009). Geologic and petrographic aspects for coal exploration in Sangatta, East Kalimantan. *Indonesian Mining Journal, vol. 12, no. 13*, 10–22.

- Santoso, B. & Ningrum, N.S. (2008). Petrographic analyses of coal deposits from Cigudeg and Bojongmanik areas with regard to their utilization. *Indonesian Mining Journal*, vol. 11, no. 11, 42–48.
- Santoso, B. & Ningrum, N.S. (2010). Characteristics of selected Mangkalihat coals according to petrographic and proximate analyses. *Indonesian Mining Journal*, vol. 10, no. 3, 128–134.
- Santoso, B. & Utoyo, H. (2012a). Karakteristik petrografis batu bara Sebatik-Kalimantan Timur berdasarkan aspek geologisnya. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, vol. 8, no. 2, hlm. 69–77.
- Santoso, B. & Utoyo, H. (2012b). Faktor pengontrol komposisi maseral dan mineral batu bara marah Haloq-Kalimantan Timur. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, vol. 8, no. 3, hlm. 141–151.
- Sanyal, A., 1983. The role of coal macerals in combustion. *Journal of Institution of Energy*, June, 92–95.
- Schapiro, N. & Gray, R.J. (1964). The use of coal petrography in coke-making. *Journal of International Fuel*, 37, 234–242.
- Schopf, J.M. (1960). Field description and sampling of coal beds. *USA Geological Survey Bulletin*, vol. 111B, 70.
- Scott, A.C. (2002). Coal Petrology and the origin of coal macerals: a way ahead? *International Journal of Coal Geology*, 50, 119–134.
- Scott, A.R. (1993). Composition and origin of coalbed gases from selected basins in the United States. *International Coalbed Methane Symposium Proceedings*, 207–222.
- Setiawan, L. & Umar, D.F. (2011). Pembuatan dan pembakaran CWF dari batu bara hasil proses *upgrading*. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, vol. 7, no. 4, hlm. 174–182.
- Seyler, C.A. (1954). *Letter to the Nomenclature Sub-Committee of the International Committee for Coal Petrology* (tidak diterbitkan).
- Shell Mijnbouw. (1978). *Explanatory notes to the geological map of the South Sumatra coal province*. Jakarta, 18 (tidak diterbitkan).
- Shibaoka, M. (1981). Behaviour of vitrinite macerals in some organic solvents in the autoclave. *Fuel*, 60, 240–246.
- Shibaoka, M., Thomas, C.G., & Young, B.C. (1985). The influence of rank and maceral composition on combustion of pulverized coal. *Proceedings of International Conference on Coal Science*, Sydney, 665–668.

- Sikumbang, N. & Heryanto, R. (2009). *Peta Geologi Lembar Banjarmasin, Kalimantan, skala 1:250.000*. Pusat Survei Geologi, Bandung.
- Silitonga, P.H. & Kastowo. (2007). *Peta geologi lembar Solok, Sumatra, skala 1:250.000*. Pusat Survei Geologi, Bandung.
- Simanjuntak, T.O. & Barber, A.J. (1996). Contrasting tectonic styles in the Neogene orogenic belts of Indonesia. Dalam: Hall, R. and Blundell, D. (eds), *Tectonic evolution of southeast Asia*, Geological Society Special Publication, 106.
- Singh, P.K., Singh, M.H., Singh, A.K., & Arora, M. (2010). Petrographic characteristics of coal from the Lati Formation, Tarakan Basin, East Kalimantan, Indonesia. *International Journal of Coal Geology*, vol. 81, 109–116.
- Siregar, M.S. & Sunaryo, R. (1980). Depositional environment and hydrocarbon prospects, Tanjung Formation, Barito Basin, Kalimantan. *Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 9th Annual Convention*, 379–400.
- Skousen, J., Rose, A., Geidel, G., Formena, J., Evans, R., & Hellier, W. (1998). *Handbook of technologies for avoidance and remediation of acid mine drainage: Acid Drainage Technology Initiative*, National Mine Land Reclamation Center, West Virginia University, varied pagination, http://www.wvri.nrcce.wvu.edu/programs/adtil/publications/adtil_handbook.html.
- Smith, G.C. (1981). *Tertiary and Upper Cretaceous coal and coal measure sediments in the Bass and Gippsland Basins*. PhD thesis (tidak diterbitkan). The University of Wollongong, Wollongong, 331.
- Smith, G.C. (1982). A review of the Tertiary-Cretaceous tectonic history of the Gippsland Basin and its control on coal measure sedimentation. Dalam: Mallet, C.W. (ed.), *Coal resources, origin, exploration and utilization in Australia*. Proceedings of Geological Society of Australia, Coal Group, 1–38.
- Smoot, L.D. & Smith, P.H.J. (1985). *Coal combustion and gasification*. Plenum Press, New York, 443.
- Sodikin, I. & Suprpto, S. (2012). Karakteristik limbah cair proses gasifikasi batu bara menggunakan system unggun-tetap. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, vol. 8, no. 2, 78–87.
- Soekarsono. (1982). *Eksplorasi tahap II, pemboran inti dan penyelidikan geoteknik di daerah Air Laya dan sekitarnya*. Pusat Pengembangan Teknologi Mineral, Bandung (tidak diterbitkan).
- Soekarsono. (1984). High acid water in the proposed Muara Tiga Kecil open pit coal mine, Bukit Asam, South Sumatra and its possible alternative solutions. *AGID-ILP Workshop, 7th AGC*, Sydney, 22.

- Sosrowidjojo, I.B. & Saghafi, A. (2009). Development of the first coal seam gas exploration program in Indonesia: Reservoir properties of the Muaraenim Formation, South Sumatra. *International Journal of Coal Geology*, 79, 145–156.
- Speight, J.G. (1983). *The chemistry and technology of coal*. Marcel Dekker Inc., New York, 528.
- Stach, E., Taylor, G.H., Mackowsky, M.-Th, Chandra, D., Teichmüller, M., & Teichmüller, R. (1982). *Stach's textbook of coal petrology*. Gebrüder Borntraeger, Berlin, Stuttgart, 535.
- Staub, J.R. (2002). Marine flooding events and coal bed sequence architecture in southern West Virginia. *International Journal of Coal Geology*, 49, 123–145.
- Stewart, A.K., Massey, M., Padgett, P.L., Rimmer, S.M., & Hower, J.C. (2005). Influence of a basic intrusion on the vitrinite reflectance and chemistry of the Springfield (No. 5) coal. *International Journal of Coal Geology*, 63, 58–67.
- Stone, I.J. & Cook, A.C. (1985). Vitrinite reflectance as an indicator of stress regimes. *9e Congres International De Stratigraphie Et De Geologie Du Carbonifere, Washington et Champaign-Urbana, 1979, Compte Rendu 4*, 560–572.
- Stopes, M.C. (1919). On the four visible ingredients in banded bituminous coals. *Proceedings of R Soc Ser B, vol. 90*, 470–487.
- Suárez-Ruiz, I. & Crelling, J.C. (2008). *Applied coal petrology*. Elsevier Ltd., 388.
- Suganal. (2009). Rancangan proses pembuatan briket batu bara nonkarbonasi skala kecil batu bara kadar abu tinggi. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, 5, 13, 581–594.
- Suprpto, S. (1999). Gasifikasi system unggun-tetap, alternatif pemanfaatan batu bara untuk industri kecil. *Prosiding Kolokium dan Pameran Pertambangan 1999*, Bandung.
- Supriatna, S., Sukardi, & Rustandi, E. (1995). *Peta geologi lembar Samarinda, Kalimantan, skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Supriatna, S., Sudradjad, A., & Abidin, H.Z. (2009). *Peta geologi lembar Muaratewe, Kalimantan, skala 1:250.000*. Pusat Survei Geologi, Bandung.
- Susilawati, R. & Ward, C.R. (2006). Metamorphism of mineral matter in coal from the Bukit Asam deposit, South Sumatra, Indonesia. *International Journal of Coal Geology, vol. 68*, 171–195.

- Swanson, A.R. & Mackinnon, W. (2003). Risk mitigation for coal operations: quality and washing perspectives. *Australasian Institute of Mining and Metallurgy Publication Series*, 5, 185–190.
- Tatu, C.A., Orem, W.H., Finkelman, R.B., & Feder, G.L. (1998). The etiology of Balkan endemic nephropathy: still more questions than answers. *Environmental Health Perspectives*, 106, 689–700.
- Taylor, G.H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R., & Robert, P. (1998). *Organic petrology*, Berlin, Gebrüder Borntraeger, 704.
- Teichmüller, M. & Teichmüller, R. (1982). The geological basis of coal formation. Dalam: Stach, E., Mackowsky, M.-Th., Teichmüller, M., Taylor, G.H., Chandra, D., and Teichmüller, R., *Stach's textbook of coal petrology*, Gebrüder Borntraeger, Berlin-Stuttgart, 5–86.
- The International Committee for Coal Petrology. (1963). *International handbook of coal petrography*, 2nd edition, Centre National de la Recherche Scientifique, Paris.
- The International Committee for Coal Petrology. (1971). *International handbook of coal petrography*, 1st supplement to 2nd edition, Centre National de la Recherche Scientifique, Paris.
- The International Committee for Coal Petrology. (1975). *International handbook of coal petrography*, 2nd supplement to 2nd edition, Centre National de la Recherche Scientifique, Paris.
- Thomas, L. (2002). *Coal geology*. John Wiley&Sons, Ltd., England, 384.
- Tsai, S.C. (1982). *Fundamentals of coal beneficiation and utilization*. Elsevier Science and Publication, New York, 375.
- Umar, D.F. & Daulay, B. (2009). Study on upgraded low rank coals properties. *Indonesian Mining Journal*, vol. 12, no. 2, 60–66.
- Umar, D.F. & Daulay, B. (2011). Improvement of low rank coal properties by various upgrading processes. *Indonesian Mining Journal*, vol. 14, no. 1, 1–16.
- Umar, D.F. & Hanafiah, N. (2006). Karakterisasi batu bara Berau hasil percobaan proses upgrading di pilot plant UBC Palimanan, Cirebon. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, 38, 14, 242–248.
- Umar, D.F., Daulay, B., & Hudaya, G.K. (2007). Karakteristik batu bara Samaranggau sebelum dan setelah proses upgraded brown coal (UBC). *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu bara*, 39, 15, 292–297.

- Umar, D.F., Santoso, B., & Daulay, B. (2012). Susceptibility to spontaneous combustion of some Indonesian coals. *Indonesian Mining Journal*, vol. 15, no. 2, 100–109.
- US Energy Information Agency. (2007). *International coal production*. www.eia.doe.gov/pub/international/iealftable25.xls.
- Van Bemmelen, R.W. (1970). *The geology of Indonesia, vol.II, economic geology*. Martinus Nijhoff, the Hague, 265.
- Van Bergen, F., Pagnier, H., & Krzystalik, P. (2006). Field experiment of enhanced coalbed methane-CO₂ in the upper Silesian Basin of Poland. *Environmental Geoscience*, 13, 201–224.
- Van Heek, K.H., Juntgen, H., & Peters, W. (1973). Fundamental studies on coal gasification in the utilization of thermal energy from nuclear high-temperature reactors. *Journal of Inst. Fuel*, 46, 249–257.
- Walker Jr., P.L., Spackman, W., Given, P.H., Davis, A., Jemkins, R.G., & Painter, P.C. (1980). Characterizations of mineral matter in coals and coal liquefaction residues. *Final Report*, Pennsylvania State University to Electric Power Research Institute, EPRI AP-1634.
- Warbrook, P.R. (1981). Depositional environments of the Upper Tomago and Lower Newcastle Coal Measures. *Unpublished Ph.D thesis*, Department of Geology, University of Newcastle, 169–177.
- Ward, C.R. (1984). *Coal geology and coal technology*. Blackwell Scientific Publications, Melbourne, 345.
- Ward, C.R. (2002). Analysis and significance of mineral matter in coal seams. *International Journal of Coal Geology*, 50, 135–168.
- Whitten, D.G.A. & Brooks, J.R.V. (1978). *A dictionary of geology*. Penguin Books, 495.
- Widodo, S., Oschmann, W., Bechtel, A., & Sachsenhofer, R.F. (2010). Distribution of sulphur and pyrite in coal seams from Kutai Basin (East Kalimantan, Indonesia): implications for paleoenvironmental conditions. *International Journal of Coal Geology*, 81, 151–162.
- Wilkins, R.W.T. & George, S.C. (2002). Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 50, 317–361.
- Wolf, M. (1972). Beziehungen zwischen Inkohlung und geotektonik im nördlichen Rheinischen Schiefergebirge. *N. Jb. Geol. Paläont. Abh.*, 141, 222–257.

- Yuniardi, Y. (2010). Struktur geologi Cekungan Ombilin berdasarkan interpretasi citra satelit. *Bulletin of Scientific Contribution*, vol.8, no.2, 78–84.
- Zieleniewski, M. & Brent, A.C. (2008). Evaluating the costs and achievable benefits of extending technologies for unconventional coal resources in South Africa: the case of underground coal gasification. *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 19, no. 4, 21–31.

DAFTAR RIWAYAT HIDUP PENULIS



Dr. Ir. Binarko Santoso lahir di Yogyakarta pada 25 April 1954. Dia sekolah di TK Kuncung dan SR/SD Ungaran, DI Yogyakarta. Selanjutnya, dia melanjutkan sekolah di SMP Negeri II dan SMA Katolik Santo Paulus di Pontianak. Pada 1973, dia kuliah di sekolah tinggi kedinasan Departemen

Pertambangan RI, Akademi Geologi dan Pertambangan (AGP), Jurusan Geologi, dan tamat pada 1977 di Bandung. S-1 diperolehnya di Teknik Geologi Unpad pada 1986 di Bandung. *Postgraduate Diploma* (1991) dan Ph.D. (1994) diperoleh dari Curtin University of Technology, Perth, Australia. Setamat dari AGP tahun 1977, dia bekerja hingga sekarang di Pusat Pengembangan Teknologi Mineral (PPTM) yang kini dikenal dengan nama Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batu bara (Puslitbang *tek*MIRA), Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Sebagai Peneliti Utama Golongan IV/e, dia telah banyak menulis makalah yang diterbitkan dalam beragam majalah ilmiah di dalam dan luar negeri, buku-buku Ensiklopedia Batu bara dan Kamus Pertambangan. Hampir semua karya tulisnya terkait dengan masalah geologi batu bara. Dia menjadi pemimpin redaksi dari beragam majalah ilmiah terakreditasi LIPI, seperti *Buletin Bahan Galian Industri*, *Jurnal Teknologi Mineral dan Batu*

bara, dan *Indonesian Mining Journal*. Selain itu, dia menjadi editor pada *Majalah Geologi Indonesia* (IAGI) dan *Mineral & Energi* serta mitra bestari dari majalah-majalah ilmiah lainnya. Dia juga aktif mengajar di Politeknik Geologi dan Pertambangan dan menjadi pembimbing serta penguji pada beberapa perguruan tinggi negeri dan swasta.

PETROLOGI

BATU BARA

SUMATRA DAN KALIMANTAN:

Jenis, Peringkat, dan Aplikasi

Batu bara merupakan salah satu jenis bahan bakar fosil yang berasal dari endapan jasad renik tumbuhan prasejarah berumur ratusan juta tahun. Selain digunakan sebagai bahan bakar, batu bara juga dimanfaatkan untuk pembangkit listrik dan produksi besi/baja. Walaupun penggunaannya sudah sangat luas, pembahasan mendalam mengenai batu bara, terutama yang berhubungan dengan petrologi masih jarang dibahas.

Buku *Petrologi Batu Bara Sumatra dan Kalimantan: Jenis, Peringkat, dan Aplikasi* memberikan jawaban atas kurangnya informasi mengenai petrologi batu bara di Indonesia, khususnya di Sumatra dan Kalimantan. Selain pembahasan mengenai peringkat, jenis, dan aplikasi, proses pembentukan batu bara juga akan dikupas dengan mendetail.

Buku ini merupakan referensi penting para ahli geologi, terutama yang berkecimpung di bidang petrologi batu bara. Selain itu, mahasiswa dan pelajar pada umumnya juga dapat menggunakan buku ini sebagai sumber acuan dalam proses studi.

LIPI Press

